



Ruben Alexandre dos Santos Nogueira

Licenciatura em
Ciências da Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Modelização de Sistemas Fotovoltaicos em Regime Permanente: Aplicação ao Estudo de Modos de Controlo de Tensão

Dissertação para Obtenção do Grau de Mestre em
Engenharia Eletrotécnica e de Computadores

Orientador: Doutor Francisco Alexandre Ganho da Silva Reis - FCT/UNL

Júri:

Presidente: Doutor Luís Augusto Bica Gomes de Oliveira - FCT/UNL

Vogais: Doutor Pedro Miguel Ribeiro Pereira - FCT/UNL
Doutor Francisco Alexandre Ganho da Silva Reis - FCT/UNL

Junho, 2019



FACULDADE DE
CIÊNCIAS E TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE NOVA DE LISBOA

Modelização de Sistemas Fotovoltaicos em Regime Permanente: Aplicação ao Estudo de Modos de Controlo de Tensão.

Copyright © Ruben Alexandre dos Santos Nogueira, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa, Faculdade de Ciências e Tecnologia, Universidade Nova de Lisboa.

A Faculdade de Ciências e Tecnologia e a Universidade Nova de Lisboa têm o direito, perpétuo e sem limites geográficos, de arquivar e publicar esta dissertação através de exemplares impressos reproduzidos em papel ou de forma digital, ou por qualquer outro meio conhecido ou que venha a ser inventado, e de a divulgar através de repositórios científicos e de admitir a sua cópia e distribuição com objetivos educacionais ou de investigação, não comerciais, desde que seja dado crédito ao autor e editor.

Dedicado à minha mãe, e a todos os que contribuíram para o meu desenvolvimento pessoal e profissional.

Agradecimentos

Em primeiro lugar, gostaria muito de agradecer à Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, em especial ao Departamento de Engenharia Eletrotécnica, que me concedeu todas as ferramentas e conhecimentos necessários para alcançar esta etapa académica, um grande objetivo meu.

De seguida, gostaria de agradecer ao Professor Doutor Francisco Reis por me ter dado a oportunidade de ter a primeira reunião que permitiu a troca de ideias que levou à realização deste trabalho. Quero agradecer toda a disponibilidade, boa disposição, por ser incansável no que tocou a apoio e a manter-me no rumo certo durante todas as fases da dissertação. Por outras palavras, quero agradecer pela excelente orientação durante a realização desta dissertação.

Quero agradecer à minha mãe por tudo o que enfrentou de maneira a tornar todo o meu percurso académico possível, por estar sempre presente durante todos estes anos de estudo e ser incansável.

Tenho de agradecer à minha namorada, que tornou possível o desenvolvimento desta dissertação. Quero agradecer por todas as noitadas de estudo, todos os momentos que contribuíram para o meu desenvolvimento pessoal e mesmo académico, e toda a compreensão e paciência que teve por eu não estar presente devido a compromissos académicos.

Por fim, quero também agradecer aos meus familiares e amigos próximos por me terem acompanhado, incentivado e apoiado em todos os momentos deste percurso académico.

Resumo

O objetivo deste trabalho é desenvolver modelos agregados de produção de natureza fotovoltaica que a partir da descrição topológica do parque possam ser utilizados em estudos de planeamento da rede elétrica em regime permanente.

A validação destes modelos é efetuada a partir do valor da produção no ponto de ligação à rede bem como da tensão.

São igualmente apresentados os diferentes modos de controlo de tensão disponíveis como seja regulação de $\tan(\varphi)$ e *Voltage Droop Control*. É desenvolvido um algoritmo que permite a simulação de controlo de tensão para *Voltage Droop Control* de modo a utilizar a capacidade de mobilização de reativa por parte de inversores pré-existente, mantendo a potência ativa gerada igual e alterando o fator de potência, contribuindo assim para um controlo do nível de tensão.

Os modos de controlo de tensão são simulados de maneira a verificar o impacto causado em diferentes condições de ligação à rede elétrica, previamente modelizadas através do conhecimento da potência de curto-circuito do nó de ligação.

O modelo desenvolvido foi aplicado a um caso de estudo real recorrendo a dados públicos disponíveis da Central de Amareleja.

Palavras Chave: Modelização de Sistemas Fotovoltaicos; Planeamento da Rede Elétrica; Controlo de Tensão; Voltage Droop Control; Transito de Energia; Energias Renováveis.

Abstract

The objective of this dissertation is to develop aggregated models of photovoltaic production that from the topological description of the park, can be used in studies of power flow for planning of steady state power systems.

The validation of these models is carried out from the value of production at the point of interconnection to the electrical grid.

Different voltage control modes available such as Tan (ϕ) and Voltage Droop Control are also presented. An algorithm is developed to allow the simulation of Voltage Droop Control in order to use the reactive capability present in pre-installed inverters, keeping the generated active power equal and altering the power factor value, thus contributing to a voltage level control.

The voltage control modes are simulated in order to verify the impact caused under different conditions to the electrical grid. These conditions were previously modeled through the previous information of the short-circuit power of the interconnection node.

The developed model was applied to a real case study using public data available from the Amareleja Photovoltaic Solar Plant.

Keywords: Modelling of Photovoltaic Systems; Electrical Grid Planning; Voltage Control; Voltage Droop Control; PowerFlow; Renewable Energies.

Índice

Agradecimentos	iii
Resumo.....	v
Abstract	vii
Índice.....	ix
Índice de Figuras.....	xiii
Índice de Tabelas	xvii
Acrónimos.....	xix
Nomenclatura	xxi
1 Introdução	1
1.1 Enquadramento e motivação	1
1.2 Âmbito e objetivos	2
1.3 Estrutura da dissertação.....	3
2 Energia Solar.....	5
2.1 Recurso solar e potência instalada no mundo	5
2.1.1 Estatísticas mundiais	6
2.2 Recurso solar em países Europeus	6
2.2.1 Estatísticas de Países da União Europeia (UE)	7
2.3 Potencial solar fotovoltaico em Portugal	8
2.4 Tecnologias e Sistemas Solares FV	10
2.4.1 Tecnologias Solares FV	10
2.4.2 Sistemas Solares FV.....	12
2.5 Princípio de funcionamento de um gerador solar FV.....	14
2.5.1 Irradiância Solar	15
2.5.2 Modelo elétrico de uma célula FV	16

2.5.3	Propriedades de um módulo e matriz FV	18
2.5.4	Teste de um módulo FV	20
2.6	Ligação à Rede Elétrica	21
2.6.1	Organização do Sistema Elétrico Nacional	21
2.6.2	Processo de ligação à rede elétrica.....	22
2.6.3	Integração e interação com a rede elétrica	23
2.6.4	Critérios de planeamento e operação da rede elétrica	24
2.6.5	Requisitos europeus para ligação à rede elétrica.....	25
3	Modelização e Simulação em Regime Permanente	29
3.1	Descrição geral e componentes de um sistema fotovoltaico	30
3.1.1	Painel Solar FV	31
3.1.2	Inversor solar fotovoltaico	32
3.1.3	Transformador.....	34
3.2	Representação de sistemas solares FV em regime permanente.....	35
3.3	Metodologia para modelização de sistemas SFV em regime permanente	36
3.3.1	Linha de transmissão para ligação ao ponto de entrega	37
3.3.2	Transformador da Subestação	38
3.3.3	Equivalente de linhas	38
3.3.4	Equivalente de postos de transformação	41
3.3.5	Equivalente de gerador único	42
3.3.6	Modelização da rede elétrica a montante	42
3.4	Aplicação da metodologia para centrais FV	43
3.4.1	Caso de estudo 1: Ramo da central FV e respetivo equivalente	43
3.4.2	Validação do modelo.....	46
4	Modos de Controlo de Tensão em Centrais Solares Fotovoltaicas	49
4.1	Controlo de Tensão	49
4.1.1	Potência reativa vs nível de tensão.....	49

4.1.2	Modos de regulação do nível de tensão	51
4.2	Inversores solares fotovoltaicos	52
4.2.1	Arquitetura de um inversor FV	52
4.2.2	Funcionalidades de um inversor FV	53
4.2.3	Capacidade de mobilização de potência reativa de um inversor FV	54
4.3	Modos de controlo de tensão.....	56
4.3.1	Controlo de potência reativa e fator de potência.....	56
4.3.2	Controlo de tensão-reativa ou controlo Volt/VAr.....	56
5	Aplicação a Central Solar Fotovoltaica.....	59
5.1	Características Principais da Central de Amareleja	59
5.2	Modelo equivalente da central SFV	61
5.2.1	Modelização em regime permanente.....	61
5.3	Voltage Droop Control.....	65
5.3.1	Arquitetura e ambiente de simulação	65
5.3.2	Metodologia de VDC	66
5.3.3	Implementação de VDC.....	68
5.4	Comparação entre diferentes modos de controlo	71
5.4.1	Variação de impedância equivalente da rede elétrica.	72
5.4.2	Controlo pré-existente.....	73
5.4.3	Controlo fator de potência.....	74
5.4.4	Voltage Droop Control.....	77
5.4.5	Análise da capacidade de mobilização de reativa do VDC.....	80
5.4.6	Vantagens e Desvantagens entre modos de controlo	80
6	Conclusões e Trabalhos Futuros	85
6.1	Conclusões	85
6.2	Trabalhos Futuros.....	87
	Bibliografia	89

Anexos	91
A1 Dados Principais e Características da Central SFV de Amareleja	91
A2 Modelo Equivalente Completo do Parque	94
A3 Dados de Simulação referentes a dia 21/03/2018	95
Diagrama de Carga Semanal.....	95
Diagrama de Carga Diário	95
Tabela discriminada do KPI	96
A4 Dados de Simulação referentes a dia 21/09/2017	98
Diagrama de carga diário.....	98
Perfil de tensões de diferentes modos de controlo.....	99
Diagrama P-Q da central SFV utilizando VDC.....	101
Cumprimento de regulações impostas pelo código europeu.....	101
Tabela discriminada do KPI	102
Resultados e conclusão utilizando KPI.....	104

Índice de Figuras

Figura 2.1 - Crescimento mundial da potência solar fotovoltaica instalada desde 2008 até 2017 [4].	6
Figura 2.2 – Irradiação global anual (kWh/m ²) em países europeus [6].	7
Figura 2.3 - Produção primária de energia proveniente de fontes renováveis entre 1990 e 2016, medido em milhões de toneladas equivalentes de petróleo [7].	8
Figura 2.4 - Irradiação global anual (kWh/m ²) em Portugal [6].	9
Figura 2.5 - Módulos FV de Silício Monocristalino (esquerda), policristalino(meio) e fitas de silício ou silício amorfo (direita).	10
Figura 2.6 - Tecnologia de Filmes Finos Flexíveis.	11
Figura 2.7 - Central Solar FV de Amareleja com sistema de seguimento solar [10].	13
Figura 2.8 - Matriz Solar FV com sistema de seguimento solar a 2 eixos (esquerda) e Central Solar FV de Serpa com sistemas estáticos (direita).	13
Figura 2.9 - Princípio fundamental de funcionamento de um gerador FV.	15
Figura 2.10 - Razão de Massa de Ar [2]	16
Figura 2.11 - Modelo elétrico da célula FV adaptado [2]	17
Figura 2.12 - Impacto da alteração dos valores das resistências série e paralelo do modelo elétrico equivalente da célula FV. De modo a obter o melhor rendimento, R_p deve ser elevado e R_s baixo. Adaptado de [2].	18
Figura 2.13 - Curva I(V) de um módulo típico com 36 células ligadas em série. Adaptado de [2]	19
Figura 2.14 - Célula, módulo e matriz FV.	20
Figura 2.15 - Curva característica I-V e P-V para diferentes valores de irradiância (G) e temperatura (T) [12]	21
Figura 2.16 - Esquema simplificado da organização do SEN, estabelecida no DL 29/2006 [1]	22

Figura 2.17 - Característica U-Q/P _{max} . para ligações em MAT: U - Tensão referida ao ponto de ligação; Q - Potência reativa; P _{max} - capacidade máxima [14].	27
Figura 2.18 - Característica U-Q/P _{max} . para ligações em AT: U - Tensão referida ao ponto de ligação; Q - Potência reativa; P _{max} - capacidade máxima [14].	27
Figura 2.19 - Perfil P-Q/P _{máx} de Centrais PV ou CPV ligadas à RNT. O diagrama representa os limites do perfil P Q/P _{máx} no ponto de ligação, expressa pela razão “por unidade” entre o valor efetivo de potência ativa e a capacidade máxima, em função da razão entre a potência reativa (Q) e a capacidade máxima (P _{máx}) [14].	28
Figura 3.1 - Exemplo de geração distribuída com penetração de fontes FV (esquerda) e esquema equivalente para ser utilizado em transito de energia quando a geração variável combinada excede os 10 MVA (direita).	30
Figura 3.2 - Esquema de um sistema solar fotovoltaico simples com ligação à rede.	30
Figura 3.3 - Produção solar fotovoltaica esperada de projeto para autoconsumo ao longo do dia. Potência instalada 19.5 kWp.	31
Figura 3.4 - Tipos de inversores existentes [1].	33
Figura 3.5 - Curva típica de rendimento de um inversor solar FV.	34
Figura 3.6 - Transformador Ideal.	35
Figura 3.7 - Topologia de uma central solar fotovoltaica.	36
Figura 3.8 - Modelo Equivalente de gerador único para sistemas FV.	36
Figura 3.9 - Esquema equivalente em π nominal de uma linha	37
Figura 3.10 - Configuração <i>daisy chain</i> dos inversores SFV e respetivos transformadores	39
Figura 3.11 - Modelo equivalente da configuração em <i>daisy chain</i>	39
Figura 3.12 - Topologia de uma parte da central FV.	44
Figura 3.13 - Esquema de ligação dos postos de transformação.	45
Figura 3.14 - Janela do programa PSS/E com dados introduzidos sobre a parte da central em estudo.	47
Figura 4.1 - Modelo simplificado do sistema de energia [3].	50
Figura 4.2 - Característica tensão-corrente carga reativa [3].	50
Figura 4.3 - Arquitetura geral de um inversor solar FV [23].	53

Figura 4.4 - Exemplos da capacidade de mobilização de reativa e curvas de funcionamento de inversores com ou sem fator de potência regulável. Adaptado de [15].....	54
Figura 4.5 – Capacidade de mobilização de potência reativa de um inversor e respetivo vetor de potência aparente. Adaptado de [24].	55
Figura 4.6 - Características do controlo de fator de potência (avanço) e controlo de reativa Q (atraso) com exemplo do ponto de máxima potência (P_{mpp}) em determinado instante.....	56
Figura 4.7 - Curva característica de controlo de tensão-reativa (<i>Voltage Droop Control</i> - VDC) ou controlo Volt/Var.	57
Figura 5.1 - Esquema simples do funcionamento da central de Amareleja [22].....	60
Figura 5.2 - Planta da central de Amareleja [22].	62
Figura 5.3 – Ramos de ligação entre postos de transformação e subestação da central de Amareleja.	63
Figura 5.4 - Arquitetura de simulação para modos de controlo de tensão.	66
Figura 5.5 - Intervalo de operação P-Q do inversor até FP = 0,6.....	67
Figura 5.6 – Diferentes características tensão-reativas associadas a cada ponto de funcionamento do inversor a serem calculadas.	68
Figura 5.7 – Exemplo de característica tensão-reativa calculada para FP = 0,95.	69
Figura 5.8 - Fluxograma do script para simulação de VDC.....	70
Figura 5.9 - Rotina para cálculo da característica de <i>voltage droop control</i>	71
Figura 5.10 - Perfil de produção da Central de Amareleja diário de 21/03/2018.	72
Figura 5.11 - Perfil de tensões ao longo do dia para o modo de controlo pré-existente (S controlo) para diferentes valores de potência de curto-circuito a montante da rede elétrica.	74
Figura 5.12 - Perfil de tensões ao longo do dia para o controlo através de fator de potência para $S_{cc} = 3000$ MVA.....	75
Figura 5.13 - Perfil de tensões ao longo do dia para o controlo através de fator de potência para $S_{cc} = 500$ MVA.....	75
Figura 5.14 - Perfil de tensões ao longo do dia para o controlo através de fator de potência para $S_{cc} = 250$ MVA.....	76

Figura 5.15 – Conjunto de perfis de tensões ao longo do dia para o controlo através de fator de potência para diferentes valores de potência de curto-circuito a montante da rede elétrica.....	76
Figura 5.16 - Perfil de tensões ao longo do dia através de <i>Voltage Droop Control</i> para diferentes valores de potência de curto-circuito a montante da rede elétrica.....	77
Figura 5.17 - Distribuição de pontos (P,Q) provenientes de <i>Voltage Droop Control</i>	78
Figura 5.18 - Distribuição para confirmação do cumprimento das normas de mobilização de reativa para prestação de serviços de controlo de tensão.	79
Figura 5.19 – Envelope de confirmação do cumprimento das normas de mobilização de reativa para prestação de serviços de controlo de tensão e sua distribuição.	79
Figura 5.20 – Exemplo da capacidade de mobilização de potência reativa de <i>Voltage Droop Control</i> em uma rede muito fraca.....	80
Figura 5.21 - Comparação do perfil de tensão dos modos de controlo simulados, onde S controlo corresponde ao controlo pré-existente.....	82

Índice de Tabelas

Tabela 2-1 - Ficha técnica do módulo FV Kyocera KC200GT	20
Tabela 2-2 - Ligação das diferentes instalações produtoras à rede [13].	23
Tabela 2-3 - Valores de energia reativa indutiva e capacitiva para a PRE [13]......	24
Tabela 2-4 - Períodos mínimos de tempo, durante os quais as Centrais PV e CPV têm de ser capazes de funcionar a frequências diferentes, desviadas do valor nominal, sem se desligar da rede [14].	25
Tabela 2-5 - Períodos mínimos durante os quais as instalações de produção ligadas aos 150 kV, 220 kV e 400 kV têm de ser capazes de funcionar, nas situações em que a tensão seja diferente do valor nominal no ponto de ligação, sem se desligar da rede na Europa Continental [14]	26
Tabela 2-6 - Limites de tensão admissíveis em regime normal de exploração [14].	26
Tabela 3-1 - Valores típicos de potências de curto-circuito no nó de ligação [21].	43
Tabela 3-2 - Topologia para calculo de impedância equivalente de linhas.....	45
Tabela 3-3 - Resultados do cálculo da impedância equivalente das linhas.....	46
Tabela 3-4 - Resultados do cálculo do equivalente dos transformadores FV elevadores.	46
Tabela 3-5 - Resultados dos parâmetros medidos no POI durante a validação.....	47
Tabela 5-1 - Equivalente de linhas da central de Amareleja.	63
Tabela 5-2 - Equivalente dos transformadores elevadores de tensão FV.....	64
Tabela 5-3 - Intervalo de operação do inversor para diferentes valores de Pmax e Qmax até FP = 0,6.....	67
Tabela 5-4 - Limites de tensão estipulados.	68
Tabela 5-5 - Cálculo de Q_{max}	68
Tabela 5-6 - Tipos de redes elétricas modelizadas em simulação.....	73
Tabela 5-7 - Comparação entre modos de controlo através de indicador chave de desempenho (KPI).....	81

Acrónimos

a-Si	Silício Amorfo
AT	Alta Tensão
CdTe	Telureto de Cádmio
CFV	Concentração Fotovoltaica
CIGS	Disseleneto de Cobre-Índio-Gálio
EUA	Estados Unidos da América
FER	Fontes de Energia Renováveis
FP	Fator de Potência
FV	Fotovoltaico
GaAs	Arsenieto de Gálio
GaInP	Fosfeto de Gálio Índio
KPI	Key Performance Indicator ou Indicador Chave de Desempenho
MAT	Muito Alta Tensão
MOD	Modeling and Data Analysis
MPP	Maximum Power Point ou Ponto de Máxima Potência
MPPT	Maximum Power Point Tracking ou Seguidor de Ponto de Máxima Potência
MT	Média Tensão
NERC	North American Electric Reliability Corporation
NOCT	Nominal Operating Cell Temperature ou Temperatura do módulo nas condições normais de funcionamento
ORD	Operador da Rede de Distribuição
ORT	Operador da Rede de Transporte
PF	Power Flow ou Trânsito de Energia
POI	Point of Interconnection ou Ponto de Interligação
PRE	Produção em Regime Especial
PRO	Produção em Regime Ordinário
PT	Posto de Transformação
RARI	Regulamento de Acesso das Redes e Interligações
RE	Rede Elétrica
REMTF	Renewable Energy Modeling Task Force
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
RRD	Regulamento da Rede de Distribuição
RRT	Regulamento da Rede de Transporte
SEE	Sistema de Energia Elétrica
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SFV	Solar Fotovoltaico
STC	Standard Test Conditions
UE	União Europeia

UPAC Unidade de Produção para Autoconsumo
UPP Unidade de Pequena Produção
VDC Voltage Droop Control
WECC Western Electricity Coordinating Council

Nomenclatura

Alguma da simbologia e constantes utilizadas durante esta dissertação estão apresentados em baixo.

C	Coulomb
J	Joule
K	Kelvin
s	Segundo
V	Volt
VA	Volt Ampere
VAr	Volt Ampere reativa
W	Watt
Wh/m²	Watt-hora por metro quadrado
Wp	Watt Pico

1 Introdução

1.1 Enquadramento e motivação

Ao longo dos anos, desde o começo da distribuição de energia elétrica à população, a demanda por energia tem vindo a aumentar a cada ano que passa. Os combustíveis fósseis, usados para alimentar os geradores elétricos, de modo a conseguir alcançar as metas energéticas que o mundo precisa levam milhões de anos a serem formados. A taxa a que estes são consumidos está a levar a uma diminuição acelerada das reservas conhecidas, e a um aumento dos efeitos negativos a nível ambiental bastante severos.

A necessidade de fontes de energias limpas e sustentáveis tem vindo a aumentar desde o aparecimento das primeiras invenções de conversão de energia limpa em energia elétrica, como é o caso do sol, vento e mar. Estas passam por células fotovoltaicas que convertem a energia proveniente do sol, turbinas eólicas que convertem a energia proveniente do vento e dispositivos que conseguem converter a energia presente nas marés e ondas [1], [2].

No âmbito das fontes energias renováveis (FER), Portugal apresenta condições de excelência, devido à sua localização geográfica, pelo que é rico em luz solar, em rios e afluentes, o próprio mar que envolve o país de norte a sul, e inclui locais bastante ventosos. Todas estas características tornam Portugal um país privilegiado, sendo este colocado em uma posição vantajosa no sector energético, que se tem demonstrado ser cada vez mais competitivo. A conversão de energia elétrica proveniente de energia solar tem demonstrado um grande crescimento nos últimos anos, sendo esta tecnologia o principal alvo desta dissertação [1].

O Sistema de Energia Elétrica (SEE), designado em Portugal por Sistema de Energia Nacional (SEN), teve início com o cenário de produção centralizada, onde as instalações de geração de grande porte eram abastecidas por combustíveis fósseis. Como consequência, os efeitos ambientais associados traduziram um grau de severidade elevado. Parte destes efeitos foram mitigados, com o aparecimento da produção descentralizada, que assenta sobre a geração de energia usando fontes de energia limpas ou renováveis. Por norma, esta geração está instalada, perto ou mesmo, na rede de distribuição[3]. Esta produção centralizada seguia um fluxo unidirecional de energia, desde a geração até à carga. A produção descentralizada conta com o aparecimento de centrais de geração renovável nas periferias onde se encontram as cargas (distribuição). A produção é composta por produtores individuais de energia, como cidadãos com instalações fotovoltaicas nas suas habitações, ou então mesmo unidades de pequena ou

grande produção. Este fluxo de energia passa a ser bidirecional o que levanta uma série questões sobre a capacidade de a rede elétrica estar apta para acomodar tal penetração destas fontes de energia [3].

Para estudar a capacidade e aptidão da rede elétrica são utilizados métodos de cálculo de trânsito de energia, e sendo as fontes de conversão de energia solar altamente variáveis no que toca à produção de energia e dada a complexidade de tais instalações surge a necessidade de modelizar estas instalações de modo a obter modelos simplificados para utilizar em cálculo de transito de energia em regime permanente. Tendo em conta os constituintes destas instalações é necessário modelizar também a capacidade de estas contribuírem para o controlo de tensão do barramento a que se ligam, contribuindo assim para o pleno bom funcionamento da rede elétrica, garantindo assim uma maior flexibilidade e aptidão da rede elétrica.

1.2 Âmbito e objetivos

Esta dissertação pretende estudar um caso real, nomeadamente a central solar fotovoltaica (SFV) de Amareleja, cujo objetivo, será modelizar a instalação em regime permanente de forma a validar um método de modelização para instalações solares fotovoltaicas. Através do cálculo de trânsito de energia e análise de redes é utilizado o modelo equivalente obtido, onde é possível simular e estudar modos de controlo de tensão com base na tecnologia existente nos inversores da central.

De modo a desenvolver esta dissertação e obter os resultados necessários, é necessário fazer uma análise do caso real a estudar, particularmente uma central solar FV. Através de um método proposto, será possível obter um modelo equivalente do parque solar, que será posteriormente utilizado nas simulações que têm por base dados reais do perfil de injeção na rede (2017-2018).

Outro objetivo será identificar o melhor controlo de tensão, pelo que será desenvolvido um algoritmo para simular o controlo de tensão *Voltage Droop Control* (VDC) em regime permanente, utilizando linguagem de programação Python, de modo a receber informação, tratar e exportar para Excel os dados resultantes. Posteriormente esses dados em conjunto com o modelo equivalente obtido da central e os respetivos dados da produção serão utilizados em um ambiente de simulação que engloba todas as ferramentas de modo a simular um cenário em regime permanente que visa corresponder aos objetivos desta dissertação.

A ferramenta utilizada para tratar os dados recolhidos do sistema equivalente e sua simulação é Siemens PSS®E (*Power System Simulator for Engineering*). O objetivo final desta dissertação é com base nas ferramentas quer desenvolvidas quer utilizadas permitir identificar as vantagens de diferentes modos de controlo para a rede elétrica e demonstrar o potencial do controlo de tensão VDC que está

diretamente relacionado com esta capacidade não explorada possivelmente presente em centrais solares FV.

1.3 Estrutura da dissertação

A estrutura desta dissertação está dividida em 6 Capítulos:

- 1 Introdução
- 2 Energia Solar
- 3 Modelização e Simulação em Regime Permanente
- 4 Modos de Controlo de Tensão em Centrais Solares Fotovoltaicas
- 5 Aplicação a Central Solar Fotovoltaica
- 6 Conclusões e Trabalhos Futuros

O primeiro capítulo (1) corresponde à introdução onde é indicado o tópico proposto a ser abordado, contando com uma breve descrição do tema e o enquadramento e motivação, seguido do âmbito e objetivos desta dissertação, e estruturação da mesma.

O segundo capítulo (2) aborda a energia solar em todo o mundo, referindo o potencial solar fotovoltaico em Portugal. São apresentadas igualmente as tecnologias e sistemas solares fotovoltaicos existentes atualmente. Inclui também uma descrição de um sistema solar fotovoltaico e o seu princípio de funcionamento. Finalmente são identificadas as funcionalidades destes sistemas e como é feita a sua integração com a rede elétrica.

O terceiro capítulo (3) apresenta o estudo da modelização e simulação de um sistema solar fotovoltaico em regime permanente, desde a introdução e descrição da metodologia de obtenção de um equivalente a aplicar até à validação do mesmo.

O quarto capítulo (4) consiste em apresentar uma descrição dos diferentes modos de controlo de tensão existentes em redes de energia elétrica, explorando o potencial presente em inversores solares FV de modo a providenciar flexibilidade no controlo de tensão.

O quinto capítulo (5) destina-se à aplicação dos conceitos descritos nos capítulos anteriores, de maneira a estudar um caso real, com base em dados realísticos, a central solar FV de Amareleja.

No sexto capítulo (6) são apresentadas as principais conclusões retiradas com a elaboração desta dissertação e sugerem-se diferentes linhas de orientação para o desenvolvimento de futuros trabalhos nesta área.

No final, a dissertação conta com um capítulo referente a anexos, onde é possível encontrar dados utilizados durante a realização deste trabalho, que são úteis para a melhor compreensão do trabalho efetuado.

2 Energia Solar

Este capítulo pretende explorar em que medida as fontes de energia renováveis, no Mundo e em Portugal, têm influenciado o setor energético, focando-se na energia solar fotovoltaica.

Ao longo dos anos, devido à grande abundância de irradiação solar a atingir o planeta Terra, a energia solar fotovoltaica em conjunto com o crescente declínio do preço da tecnologia e avanços tecnológicos, tem sofrido um grande aumento na potência instalada mundialmente. A sua versatilidade, fácil instalação e manutenção tornam esta tecnologia bastante apelativa, garantindo a rentabilidade do investimento inicial mesmo em zonas desfavorecidas.

Tecnologias e sistemas solares FV existentes atualmente são também descritas neste capítulo.

A integração com a rede elétrica é igualmente descrita, fazendo um enquadramento legislativo e aplicacional das fontes de energia renovável na Europa.

2.1 Recurso solar e potência instalada no mundo

A tecnologia solar fotovoltaica tem sofrido um grande aumento no seu uso nos últimos anos devido à grande disponibilidade de recurso solar. Segundo [1], o sol é capaz de entregar à superfície terrestre uma potência na ordem de 10^{17} W.

A abundância deste recurso combinado com o declínio do preço da tecnologia solar fotovoltaica justifica o rápido crescimento da potência instalada nos últimos anos no mundo inteiro, como ilustra a Figura 2.1.

Segundo [2], [4], o crescimento apresenta uma curva exponencial como ilustrado na Figura 2.1. Durante este período, o crescimento do solar FV foi liderado inicialmente por países como o Japão e Estados Unidos da América (EUA) e países europeus. Atualmente a China toma a liderança no que toca a potência instalada com cerca de 131000 MWp (2017). Ao todo, o mundo conta com uma potência instalada de cerca de 391000 MWp.

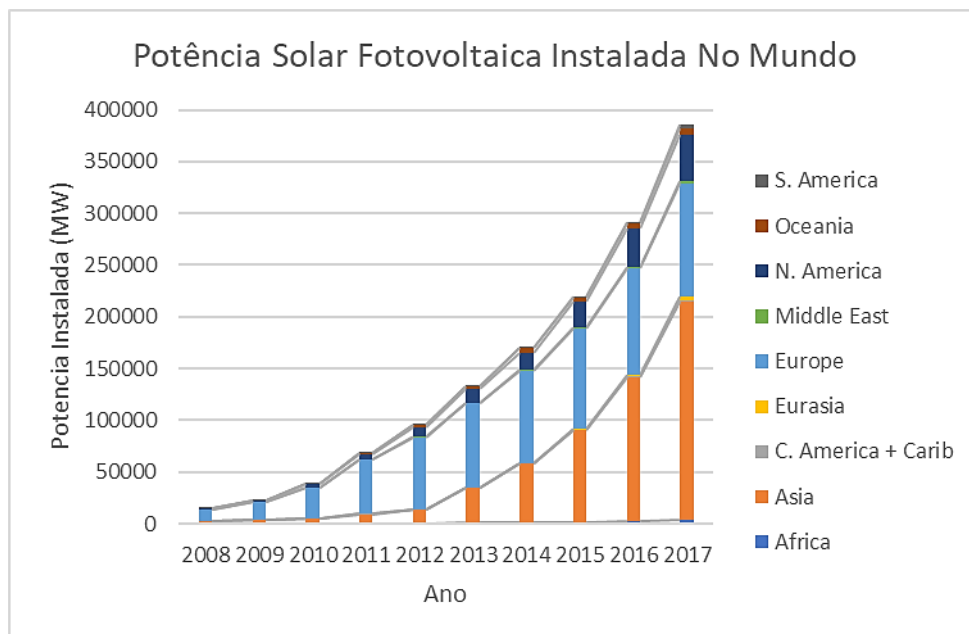


Figura 2.1 - Crescimento mundial da potência solar fotovoltaica instalada desde 2008 até 2017 [4].

2.1.1 Estatísticas mundiais

De acordo com [5], a constante redução de preços da tecnologia está a provocar maior número de instalações solares fotovoltaicas que o esperado, ultrapassando sempre as previsões. Nos EUA, o departamento da energia anunciou que a indústria solar fotovoltaica teria atingido a meta de 2020 de custo solar de US\$0,06/kWh, 3 anos antes do esperado, tendo como meta de 2030 atingir US\$0,03/kWh.

A introdução de inversores com maior potência nominal permitem um ajuste das centrais solares FV de modo a obter mais energia, mas de forma menos dispendiosa, e garantindo capacidade de suportar uma potência mais elevada, mantendo a eficiência perto de 99%.

Apesar de o mundo estar em constante crescimento no que toca ao solar fotovoltaico, a China continua a liderar com uma potência instalada de cerca de 130000 MW em 2017 [4]. Esta tendência de crescimento está prevista para continuar a um ritmo exponencial, mesmo em países como a Índia, Brasil e Coreia do Sul, que devido à grande demanda por energia elétrica estão a orientar-se na direção das energias limpas [5].

2.2 Recurso solar em países Europeus

Na Europa a irradiação global anual (kWh/m²), medida em uma superfície orientada a sul e com inclinação que maximiza a captação de radiação solar anualmente está representada na Figura 2.2 através de uma escala de cores.

Photovoltaic Solar Electricity Potential in European Countries

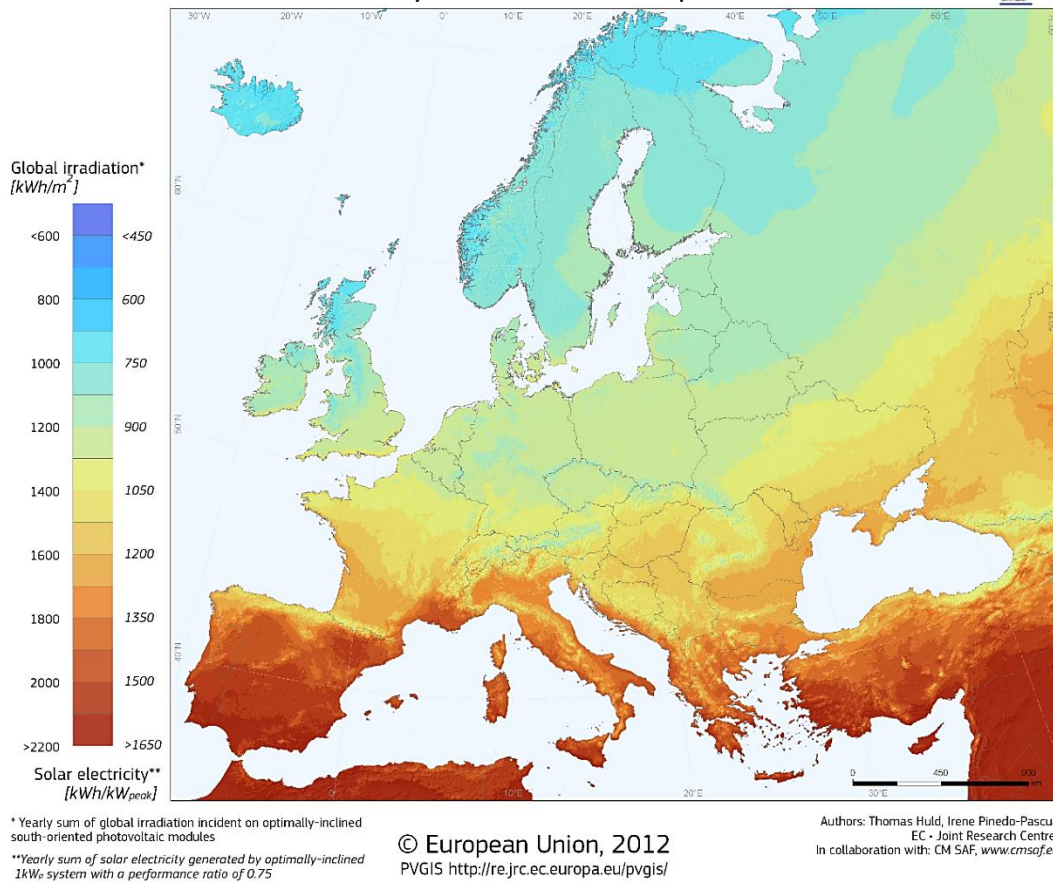


Figura 2.2 – Irradiação global anual (kWh/m²) em países europeus [6].

A irradiação global anual (kWh/m²) em países europeus, segundo a Figura 2.2, verifica que existe uma variação significativa entre os países norte (Noruega, Suécia e Dinamarca) e sul (Portugal, Espanha e Itália) europeus, sendo que o sul da Europa, como se pode verificar pela escala, chega a atingir quase o dobro da irradiância em comparação com o norte da Europa. É possível verificar que um dos países com grande potencial para instalações solares fotovoltaicas é Portugal, pois reúne todas as condições desejáveis para uma produção eficiente de energia elétrica.

2.2.1 Estatísticas de Países da União Europeia (UE)

Ao longo da última década tem-se observado um aumento na produção de energia elétrica por fontes renováveis, fontes estas que incluem a energia eólica, solar (térmica, fotovoltaica e concentração), hidroelétrica, marés, geotérmica, biocombustíveis e parte renovável através de resíduos. A utilização deste tipo de fontes de energia, tem tido impacto no que toca a redução das emissões de gases com efeito de estufa, e consequentemente diminuição da dependência dos mercados de combustíveis fósseis (principalmente petróleo e gás) [7].

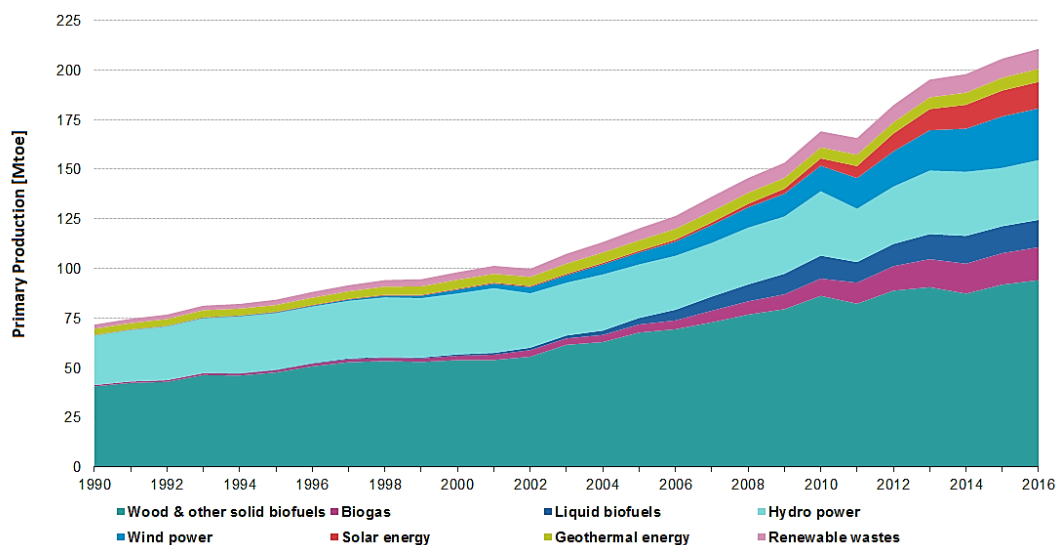


Figura 2.3 - Produção primária de energia proveniente de fontes renováveis entre 1990 e 2016, medido em milhões de toneladas equivalentes de petróleo [7].

O crescimento das energias renováveis deve-se maioritariamente a objetivos estabelecidos para aumentar a quota de energia proveniente destas fontes de energia renovável. Estes objetivos são definidos pela Diretiva 2009/28/CE [8]. Em 2004 o consumo final bruto de energia contava com cerca de 8,5%, e em 2016 este valor quase duplicou para 17% pelo que indica que a maioria dos estados membros da união europeia estão a cumprir os objetivos. Segundo [7], a EU pretende que até 2020 o consumo bruto final de energia provenha de fontes renováveis.

A energia produzida proveniente do sol, tem sofrido um aumento significativo desde 2006, como é possível verificar na Figura 2.3. Tendo em conta as metas e objetivos impostos é de prever que o valor de energia proveniente do sol irá por consequência aumentar.

2.3 Potencial solar fotovoltaico em Portugal

O recurso solar em Portugal é caracterizado por valores de irradiação como se pode observar na Figura 2.4 que variam entre 1700 kWh/m² e os 2000 kWh/m².



Global irradiation and solar electricity potential Optimally-inclined photovoltaic modules

PORTUGAL

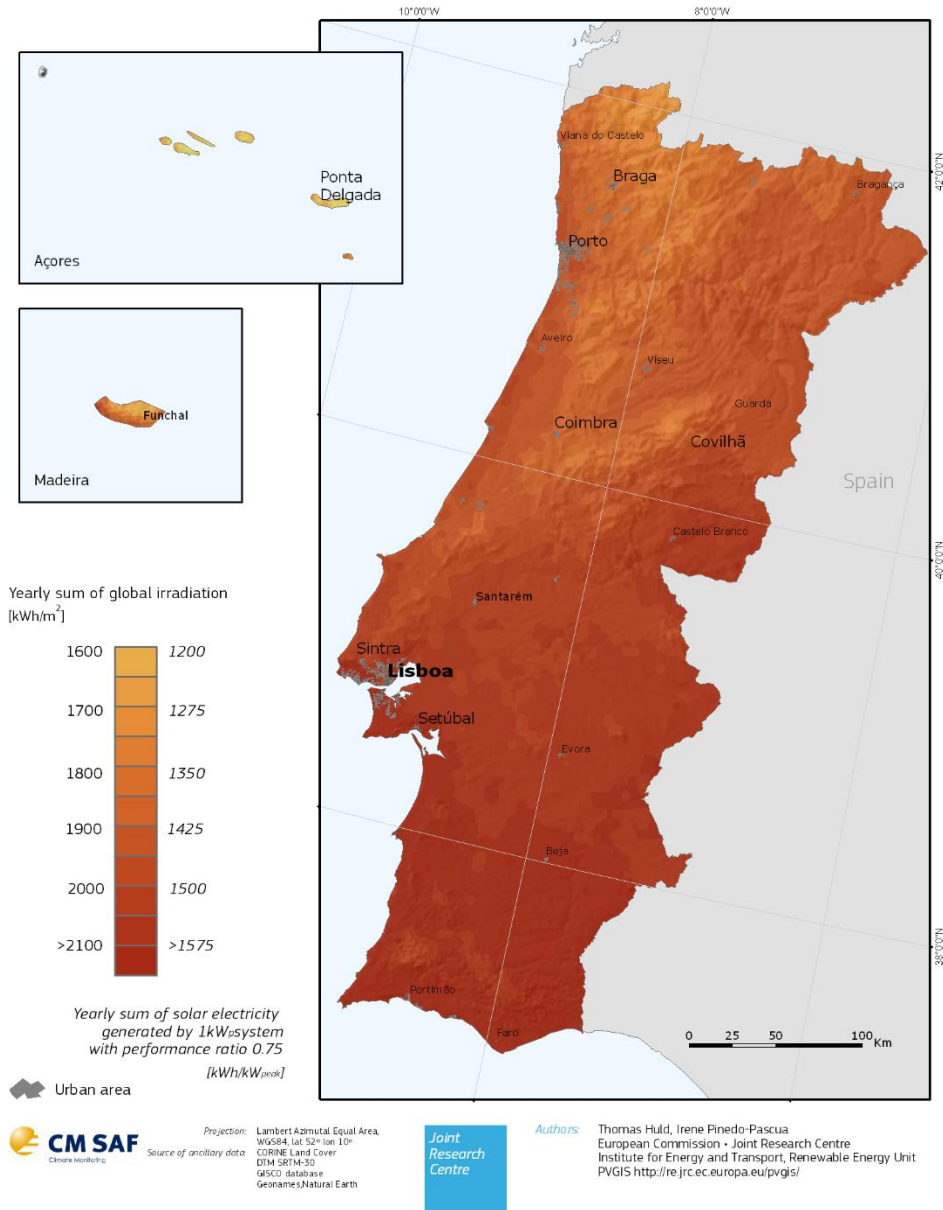


Figura 2.4 - Irradiação global anual (kWh/m²) em Portugal [6].

É possível concluir que em comparação com outros países como a Alemanha, que é atualmente o país europeu com maior potência instalada (Wp) em sistemas fotovoltaicos, é evidente que apresenta valores inferiores a Portugal, cujo os máximos de irradiação rondam os 1400 kWh/m², o que indica um grande potencial para instalação de sistemas de geração fotovoltaica em Portugal [1].

Segundo [9] Portugal entre 2008 e 2017 teve um crescimento da potência instalada acentuado até 2014, e crescimento quase linear nos últimos anos, o que se traduz no aparecimento de cada vez mais

instalações solares fotovoltaicas a cada ano que passa. A diminuição do preço do Watt pico (Wp) devido à grande abundância da tecnologia e tarifas apelativas ao investimento em energias renováveis, torna-se bastante atrativo para a criação de projetos de larga escala como centrais solares FV, Unidades de Produção para Autoconsumo (UPAC) ou mesmo unidades de pequena produção (UPP) em Portugal.

2.4 Tecnologias e Sistemas Solares FV

2.4.1 Tecnologias Solares FV

As tecnologias fotovoltaicas, segundo [1], [2], estão divididas em gerações. Tecnologias de 1ª Geração presentes na Figura 2.5, são compostas por células de silício cristalino, divididas em:

- Silício monocristalino, cuja obtenção é feita através do corte de um lingote de um monocrystal de silício puro;
- Silício policristalino, cuja obtenção é feita através de um lingote de silício com múltiplos cristais;
- Fitas de silício ou silício amorfo, cuja produção envolve um processo em que o silício cristalino fundido é puxado, o que origina uma fita.



Figura 2.5 - Módulos FV de Silício Monocristalino (esquerda), policristalino(meio) e fitas de silício ou silício amorfo (direita).

Tecnologias de 2ª Geração, que correspondem a filmes finos, que consistem em alternativas mais baratas do silício cristalino. O facto de ser uma solução menos dispendiosa, estes materiais são bons a absorver radiação visível, o que faz com que a espessura destes possa ser reduzida para valores na ordem de duzentas vezes inferior em relação ao silício cristalino. Existem várias opções de filmes finos no mercado como:

- Células de Telureto de Cádmio (CdTe) – São o tipo mais difundido de células desta tecnologia, devido a apresentarem os melhores rendimentos na ordem dos 9% ou superior;
- Células de Disseleneto de Cobre-Índio-Gálio (CIGS) – São o tipo de células mais eficientes atualmente, tendo as células atingido em laboratório rendimentos de quase 20%;

Células de Silício Amorfo (a-Si) – Este tipo de células é a base de quase todas as tecnologias de filme fino. Foram desenvolvidos módulos flexíveis que podem ser enrolados conhecidos como *flexible a-Si*. Estes apresentaram em laboratório rendimentos na ordem dos 13%, no entanto, os módulos comerciais apresentam rendimentos entre os 5% e 8%;

Células de Arsenieto de Gálio e Fosfeto de Gálio Índio (GaAs e GaInP) – São utilizados em conjunto através da junção de camadas de GaAs e GaInP, o que torna estas células bastante caras devido ao processo de fabrico pelo que apenas é em aplicações espaciais dado ao seu baixo peso, à sua alta resistência a radiação cósmica, insensibilidade ao aumento de temperatura e os seus rendimentos altos às tecnologias anteriores, tendo alcançado rendimentos na ordem dos 29,5% sobre condições de não concentração solar e coeficiente AM de 1.5. Uma versão híbrida que consiste em múltiplas junções de GaAs e Silício (Si) alcançou um rendimento de cerca de 31%.



Figura 2.6 - Tecnologia de Filmes Finos Flexíveis.

Tecnologias de 3ª Geração – Correspondem a tecnologias emergentes em fase de investigação com potencial de desenvolvimento bastante elevado. Tecnologias estas como:

- Células sensibilizadas por corante conhecidas como Células de Gratzel, são de produção barata devido ao uso de materiais e processos de fabrico com custos

inferiores. Estas células atingiram em laboratório rendimentos de mais de 12% e pequenos módulos produzidos rondam os 10% de rendimento. Esta tecnologia tem, no entanto, falhas, pelo que existe dificuldade em manter vedação total do líquido eletrólito;

- Células orgânicas – São compostas por polímeros em vez de semicondutores, atingem rendimentos na ordem dos 7%. No entanto possuem desvantagens devido ao tamanho que ocupam para níveis de saída de potência iguais aos concorrentes;
- Nano antenas – Encontram-se em fase de investigação, o conceito passa pela sintonização das antenas para a frequência do infravermelho, o que leva à conversão da energia do sol durante o dia e conversão de energia da Terra durante a noite, devido à captação de radiação. Os rendimentos deste tipo de tecnologia ainda em fase de investigação rondam cerca de 80% pelo que são alternativas altamente competitivas em relação ao silício corrente, evitando problemas de efeitos de ressonância;

2.4.2 Sistemas Solares FV

Os sistemas solares existentes e mais utilizados, segundo [1], são solares fotovoltaicos. Estes convertem a energia proveniente do sol em energia elétrica. Esta é produzida em corrente contínua e dependendo da aplicação, passa por um inversor que converte em corrente alternada, permitindo depois, através de um transformador, a sua ligação à rede elétrica. Estes sistemas estão divididos em vários tipos.

Sistemas de Seguimento Solar – Consistem em um conjunto de módulos montados em uma estrutura de 1 ou 2 eixos capazes de orientar e manter a posição e inclinação que maximiza a produção fotovoltaica em determinado instante com base na posição do sol. Estes sistemas estão representados na Figura 2.7 e Figura 2.8 (esquerda).

Sistemas Estáticos – Consistem em dispor fileiras de módulos fotovoltaicos em inclinações fixas que maximizam a produção fotovoltaica tendo em conta a localização geográfica da instalação. A Figura 2.8 (direita) mostra a central FV de Serpa que emprega um sistema estático.



Figura 2.7 - Central Solar FV de Amareleja com sistema de seguimento solar [10].



Figura 2.8 - Matriz Solar FV com sistema de seguimento solar a 2 eixos (esquerda) e Central Solar FV de Serpa com sistemas estáticos (direita).

Solares Termoelétricos de Concentração – Convertem a energia solar em energia térmica, por meio de aquecimento de um fluído que ao evaporar faz girar uma turbina que por sua vez está acoplada a um gerador para produção de energia elétrica. Exemplos destes sistemas são:

- Sistemas de Canal Parabólico – Convertem energia solar devido às propriedades de uma parabólica, concentra a energia que nela incide em um ponto focal, ponto esse que ao longo de um canal corresponde a um tubo com líquido a circular que é aquecido e transportado para a produção de vapor e consequentemente energia elétrica.
- Sistemas de Canal de Fresnel – Semelhante aos sistemas de canal parabólico, no entanto utiliza métodos mais baratos e que não requerem tanta precisão, como por exemplo usa espelhos retangulares em vez de espelhos parabólicos para atingir o

mesmo fim, concentração de energia solar em um canal para aquecimento de um fluido usado para produção de energia elétrica.

- Sistemas de Disco Parabólico – São sistemas compostos por um disco parabólico com um sistema de seguimento solar que concentra toda a energia solar incidente em um recetor colocado no ponto focal. O recetor contém um fluido ou um gás que é usado para a produção de energia elétrica através do aquecimento. A diferença entre este sistema e o canal parabólico reside na capacidade de concentrar a energia em um só ponto (recetor) ou ao longo de um canal.
- Sistemas de Torre Solar – São utilizados espelhos refletores montados em sistemas de seguimento solar a dois eixos, que refletem a luz solar, concentrando-a no topo de uma torre em um recetor, que contém um permutador de calor. Nestes sistemas é aquecido um fluido de trabalho, nomeadamente um sal fundido, que é armazenado em um tanque quente e utilizado posteriormente para produção de vapor que aciona uma turbina acoplada a um gerador, convertendo energia térmica em energia elétrica.

2.5 Princípio de funcionamento de um gerador solar FV

A luz solar participa na origem de combustíveis químicos, através da fotossíntese natural ou artificial, no calor para conversão em eletricidade e aquecimento, e também para conversão através da excitação de elétrons em uma célula fotovoltaica [1].

Um gerador solar fotovoltaico, tem como objetivo a conversão da energia capturada da radiação solar que incide em uma célula fotovoltaica, que por efeito fotoelétrico, arranca elétrons do semicondutor, que serão posteriormente capturados, de forma a produzir corrente elétrica. Quando combinadas várias células entre elas ligadas, obtém-se módulo capaz de produzir corrente e uma diferença de potencial elétrica aos seus terminais suficiente de modo a operar uma carga. Esta energia resultante da conversão da radiação solar é contínua no tempo, pelo que para certas aplicações como ligação à rede elétrica (RE) é necessária conversão para corrente alternada através de um inversor. Por norma estes inversores são trifásicos de modo a se conseguir conectar à rede elétrica[1], [2], [11].

O uso destas tecnologias é limitado pelo seu rendimento e condições atmosféricas (irradiância e temperatura), no entanto com a consecutiva redução de preço da tecnologia e aparecimento de novas tecnologias, projetos mais ambiciosos têm surgido ao abrigo de tarifas de remuneração por parte do operador de rede elétrica (Castro, 2011).

O princípio fundamental de funcionamento de um gerador fotovoltaico, segue o esquema representado na Figura 2.9 e irá ser o foco e base dos subcapítulos seguintes.



Figura 2.9 - Princípio fundamental de funcionamento de um gerador FV.

2.5.1 Irradiância Solar

A irradiância define-se como potência radiante por unidade de superfície (W/m^2). Esta definição é utilizada para descrever o recurso solar e é fundamental para efeitos de produção solar fotovoltaica.

Institutos como o *Joint Research Centre*, da União Europeia, conta com dados de mais de meio milhar de estações, que permitem caracterizar estatisticamente a irradiância em todos os locais da Europa. Estes dados são bastante úteis no que toca a projeto de instalações solares fotovoltaicas [6].

Existem vários tipos de irradiância que atingem os painéis solares fotovoltaicos. Estes tipos são:

- Irradiância normal direta, DNI (*Direct Normal Irradiance*), refere-se aos raios solares que vêm em linha reta do sol e que incidem diretamente na superfície do painel SPV.
- Irradiância difusa, DIF, consiste na irradiância que incide no painel SPV, mas de forma indireta, pois os raios solares sofrem reflexão nas partículas e moléculas atmosféricas, pelo que é recebida de todas as direções de forma homogênea.
- Albedo, é a combinação de ambas as irradiâncias direta e difusa que são refletidas no solo ou outras superfícies como rios, lagos, neve, edifícios, etc.
- Irradiância global horizontal, GHI (*Global Horizontal Irradiance*), refere-se ao total de irradiância (DNI e DIF) recebida por uma superfície horizontal.
- Irradiância global num plano, é utilizada para sistemas fotovoltaicos e refere-se ao total recebido por uma superfície inclinada, tanto DNI como DIF.

Segundo [2] temos algumas definições úteis:

- Irradiância **G** (kW/m^2): Potência radiante incidente por unidade de superfície.
- Irradiação **H** ($\text{kWh}/\text{m}^2 \cdot \text{dia}$): Energia radiante incidente por unidade de superfície e de tempo.
- Insolação: irradiação com origem solar
- Potência-pico (W_p): Potência máxima DC de uma instalação fotovoltaica, em condições de referência (STC, *Standard Test Conditions*)
- Massa de Ar, AM, (*Air Mass*): Corresponde à razão m entre a distância percorrida pelos raios solares na atmosfera até atingir um determinado local, h_2 , e a distância que seria percorrida se o Sol estivesse diretamente na vertical ($m=1$), h_1 .

- β = Angulo correspondente à altitude solar.

$$AM = \frac{h_2}{h_1} = \frac{1}{\sin\beta} \quad (1)$$

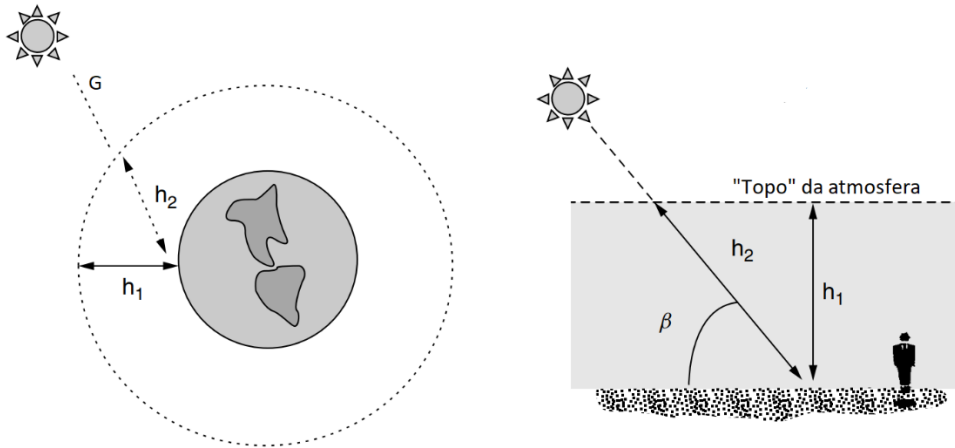


Figura 2.10 - Razão de Massa de Ar [2]

- Condições de Referência, STC (*Standard Test Conditions*): correspondem a uma temperatura da célula FV de 25 °C, uma irradiância de 1 kW/m² e uma razão de massa de ar de 1.5. Os painéis SFV produzidos são caracterizados pela ficha de informação técnica que indica todos os parâmetros relevantes em condições STC, que permitem a extrapolação para curvas reais de produção.

2.5.2 Modelo elétrico de uma célula FV

O modelo elétrico completo e mais rigoroso de uma célula FV inclui a presença de um díodo real, uma resistência em paralelo e uma resistência em série como se mostra na Figura 2.11. Os parâmetros do modelo a relacionar de modo a obter a corrente e tensão da célula FV são I_{SC} , I_d , I_P , R_P e R_S [2]. A célula posteriormente é ligada de forma a alimentar uma carga, produzindo uma corrente elétrica I e uma diferença de potencial V aos seus terminais. Como qualquer modelo, este é possível ser traduzido em equações matemáticas, sendo que as equações que relacionam os parâmetros do modelo são representadas em seguida. A resistência R_P representa as não idealidades da junção p-n, tal como impurezas em torno desta, e permite que em caso de sombreamento de uma célula, a corrente elétrica flua para as seguintes células, sendo esta corrente também designada corrente de fuga. A resistência R_S representa todas as resistências que existem entre contactos metálicos, resistência dos materiais e também da junção entre estes e os semicondutores, traduzindo-se em uma queda de tensão do semicondutor até aos contactos metálicos deste [2].

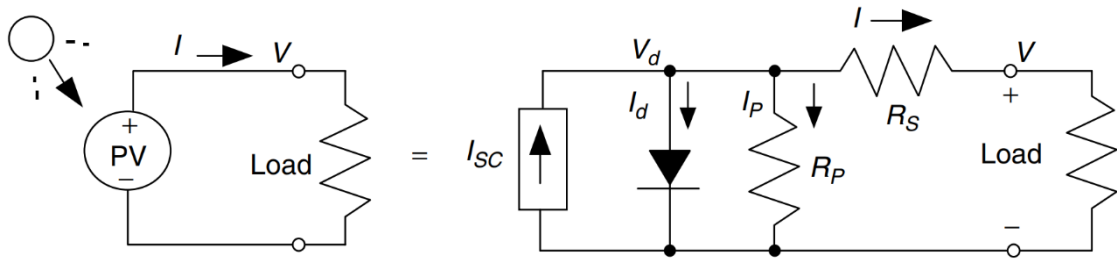


Figura 2.11 - Modelo elétrico da célula FV adaptado [2]

Aplicando a lei das correntes de Kirchhoff ao circuito elétrico presente na Figura 2.11, obtém-se a equação para a corrente I :

$$I = I_{SC} - I_d - I_P \quad (2)$$

A corrente no díodo é dada pela equação seguinte [2]:

$$I_d = I_0 \left(e^{\frac{qV}{mkT}} - 1 \right) \quad (3)$$

Sendo que:

- I_0 é a corrente inversa de saturação do díodo.
- V é a tensão aos terminais da célula FV.
- q é a carga do eletrão ($q = 1,6 \times 10^{-19} \text{ C}$).
- m : fator de idealidade do díodo (díodo ideal: $m = 1$; díodo real: $m > 1$).
- k : constante de Boltzmann ($k = 1,38 \times 10^{-23} \text{ J} \cdot \text{K}^{-1}$).
- T : temperatura absoluta da célula em **K**

Aplicando a lei dos nós de Kirchhoff e relacionando ambas as equações obtém-se:

$$I = I_{SC} - I_0 \left(e^{\frac{qV}{mkT}} - 1 \right) - \frac{V + I \cdot R_S}{R_P} \quad (4)$$

Sabendo que a tensão aos terminais da célula é dada pela expressão [2]:

$$V = V_d - I \cdot R_S \quad (5)$$

Relacionando novamente ambas as expressões anteriores, obtém-se:

$$I = I_{SC} - I_0 \left(e^{\frac{qV}{mkT}} - 1 \right) - \frac{V_d}{R_P} \quad (6)$$

Ao aplicar as equações e simulando o comportamento da célula FV em condições de referência, apenas alterando os valores de R_P e R_S , as curvas $I(V)$ são obtidas como se mostra na Figura 2.11.

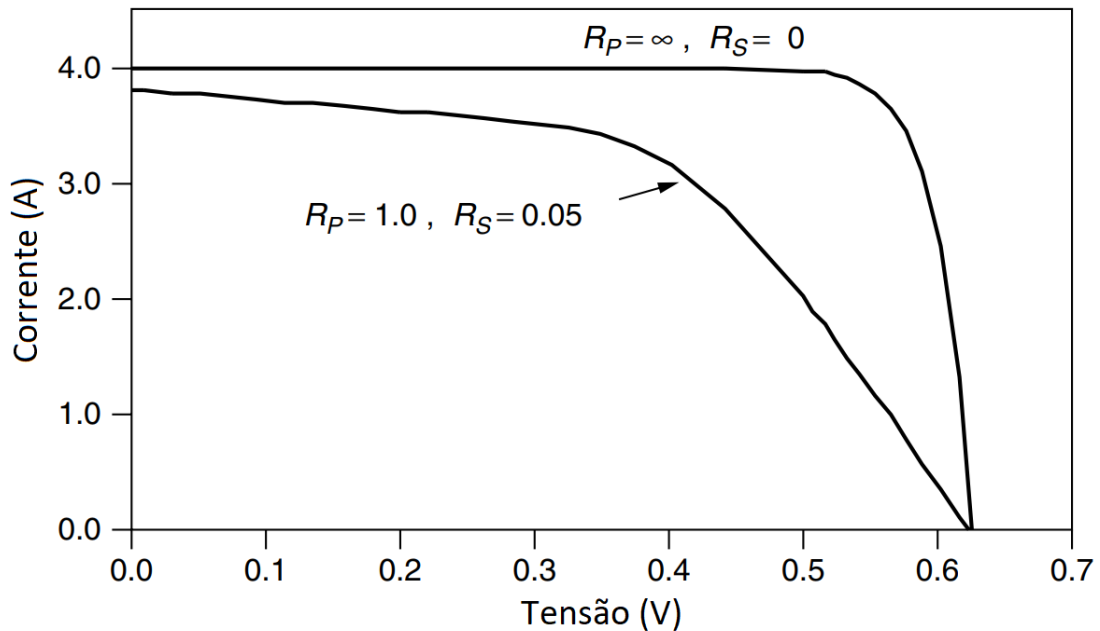


Figura 2.12 - Impacto da alteração dos valores das resistências série e paralelo do modelo elétrico equivalente da célula FV. De modo a obter o melhor rendimento, R_P deve ser elevado e R_S baixo.
Adaptado de [2]

2.5.3 Propriedades de um módulo e matriz FV

De modo a captar energia útil para alimentar as cargas existentes na rede elétrica existe a necessidade de ligar as várias células em série de modo a obter módulos FV, como ilustrado na Figura 2.14. Tipicamente, cada módulo é composto por 36 células. Segundo o exemplo da Figura 2.12 cada célula é capaz de produzir uma diferença de potencial de 0,6 V, o que significa que 1 módulo típico irá produzir cerca de 21.6V, como mostra a Figura 2.13.

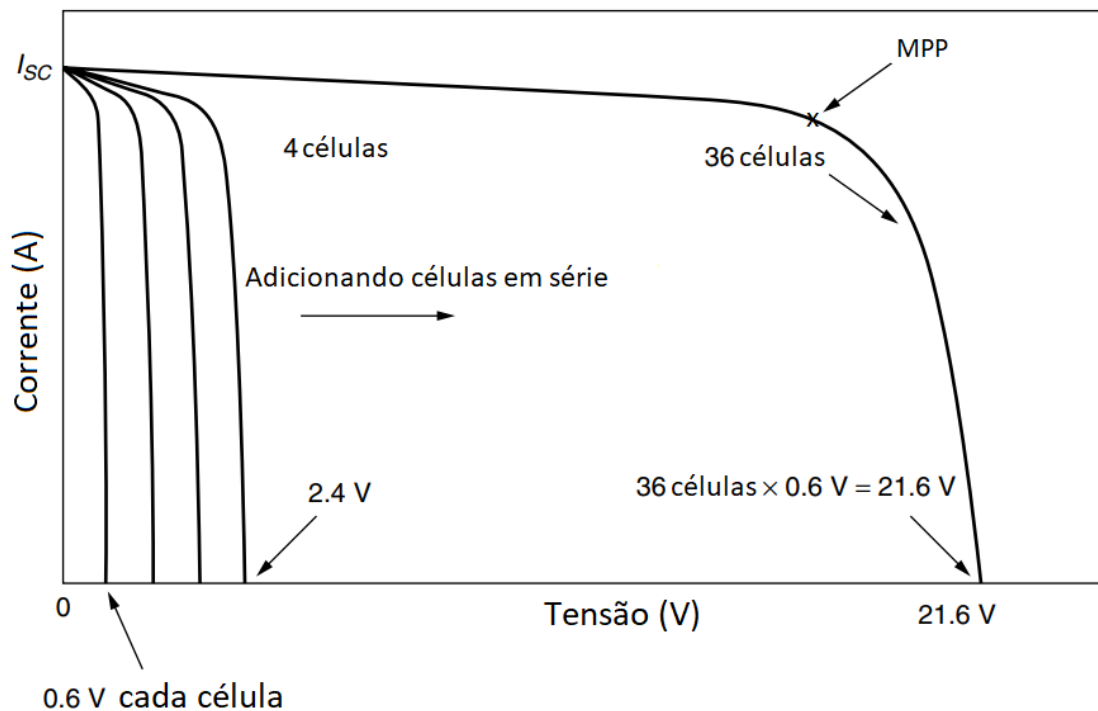


Figura 2.13 - Curva I(V) de um módulo típico com 36 células ligadas em série. Adaptado de [2]

Os painéis solares FV podem ser ligados entre si de diversas maneiras dependendo da carga que se pretende alimentar. Ao conjunto de módulos ligados entre si, tanto em paralelo como série ou ambos, dá-se o nome de matriz FV. As ligações entre os módulos ou painéis e a suas finalidades são [2]:

- Ligação em série – permite aumentar a diferença de potencial aos terminais da matriz.
- Ligação em paralelo – permite aumentar a corrente que flui pelos terminais da matriz.

Estas ligações são bastante importantes no que toca a garantir o ponto de máxima potência (MPP), que é uma funcionalidade que os inversores solares FV oferecem. Esta funcionalidade MPPT (*Maximum Power Point Tracking*), garante que a matriz solar FV está a entregar o máximo de potência à carga que está a alimentar[2].

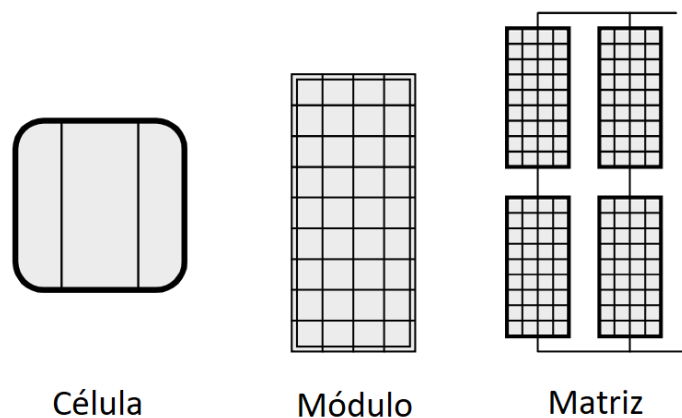


Figura 2.14 - Célula, módulo e matriz FV.

2.5.4 Teste de um módulo FV

Todos os módulos FV são testados pelo fabricante de modo a cumprir certas especificações técnicas que posteriormente serão inseridas em uma ficha técnica que caracteriza cada tipo módulo FV. É possível simular a curva característica I-V de um módulo, que indica também o seu ponto de máxima potência como se mostra na Figura 2.13, que é ponto de funcionamento de todas as instalações.

De acordo com [12], de modo a obter as curvas características I-V e P-V, para diferentes valores de irradiância e temperatura, foi realizada uma estimativa dos parâmetros internos do módulo FV, R_S e R_P . Estes parâmetros são obtidos tendo em conta os dados do fabricante do módulo do fabricante Kyocera KC200GT, que se encontram na Tabela 2-1 - Ficha técnica do módulo FV Kyocera KC200GT Tabela 2-1.

Tabela 2-1 - Ficha técnica do módulo FV Kyocera KC200GT

Kyocera KC200GT		
I_{mp}	7,61	A
V_{mp}	26,3	V
$P_{max,n}$	200,143	W
$I_{sc,n}$	8,21	A
$V_{oc,n}$	32,9	V
α_V	-0,123	V/K
α_I	0,0032	A/K
N_{cel}	54	-
m	1,3	-

Através de um processo iterativo foi possível retirar com precisão os pontos que constituem as curvas I-V e P-V do módulo, retirando também o ponto de máxima potência (MPP), como se mostra na Figura 2.15.

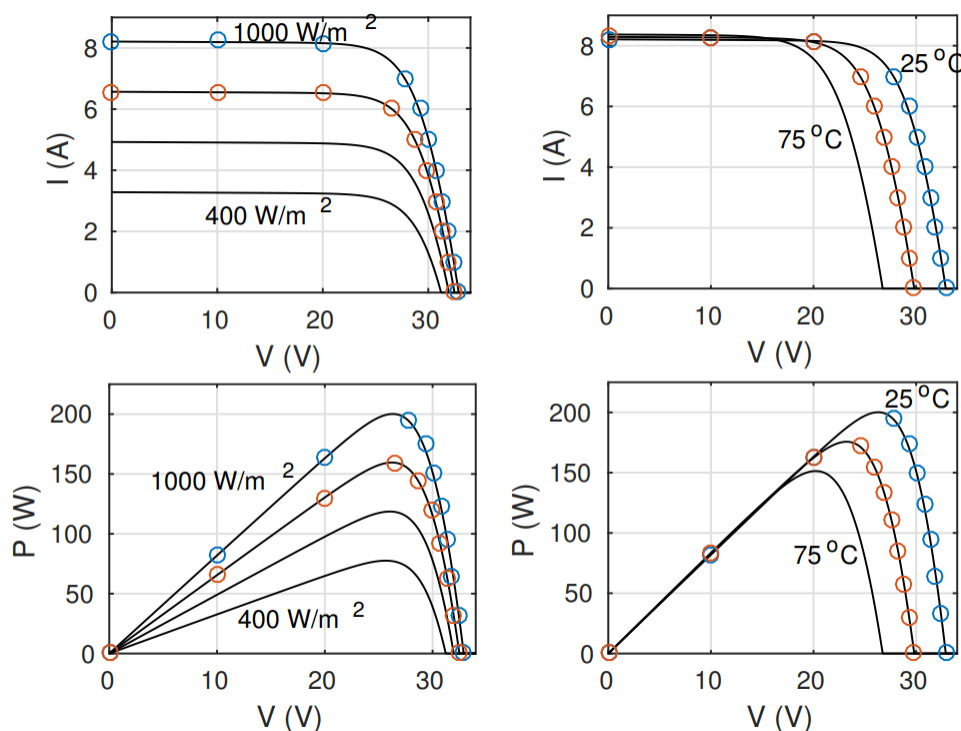


Figura 2.15 - Curva característica I-V e P-V para diferentes valores de irradiância (G) e temperatura (T) [12]

Ao analisar os resultados é possível concluir que fatores como a temperatura e irradiância, têm um papel importante na produção fotovoltaica, pelo que estes dados devem ser estudados em casos de projeto.

2.6 Ligação à Rede Elétrica

2.6.1 Organização do Sistema Elétrico Nacional

O Sistema Elétrico Nacional (SEN) sofreu a sua primeira grande reestruturação em 1995 (DL 182/95), quando foi estabelecida a coexistência de um sistema elétrico de serviço público e de um sistema elétrico independente. Este sistema elétrico independente veio a ser organizado segundo os princípios de uma lógica de mercado. Cerca de uma década após a grande reestruturação do SEN, a Resolução do Conselho de Ministros nº 169/2005 aprovou a estratégia nacional para a energia, onde o aprofundamento da liberalização iniciado anteriormente em 1995 foi finalmente estabelecido. Esta estratégia contribuiu para a promoção da concorrência nos mercados energéticos. Para concretizar a

estratégia referida anteriormente, o Decreto-Lei nº 29/2006 e posterior Decretos-Lei Nº 172/2006 e 264/2007 estabelecem as novas regras de organização e funcionamento das várias atividades do SEN. As várias atividades do sistema consistem na produção, transporte, distribuição, comercialização e organização dos mercados de eletricidade [1].

O regime anterior a 1995 constitui exatamente o oposto do novo quadro implementado. Este novo quadro apresenta um sistema nacional integrado, em que as atividades de produção e comercialização são praticadas em regime livre de concorrência, desde que as devidas licenças sejam atribuídas. Já as atividades de transporte e distribuição são praticadas mediante a atribuição de concessões de serviço publico [1]. Um esquema simplificado da organização geral do SEN é apresentado na Figura 2.16.

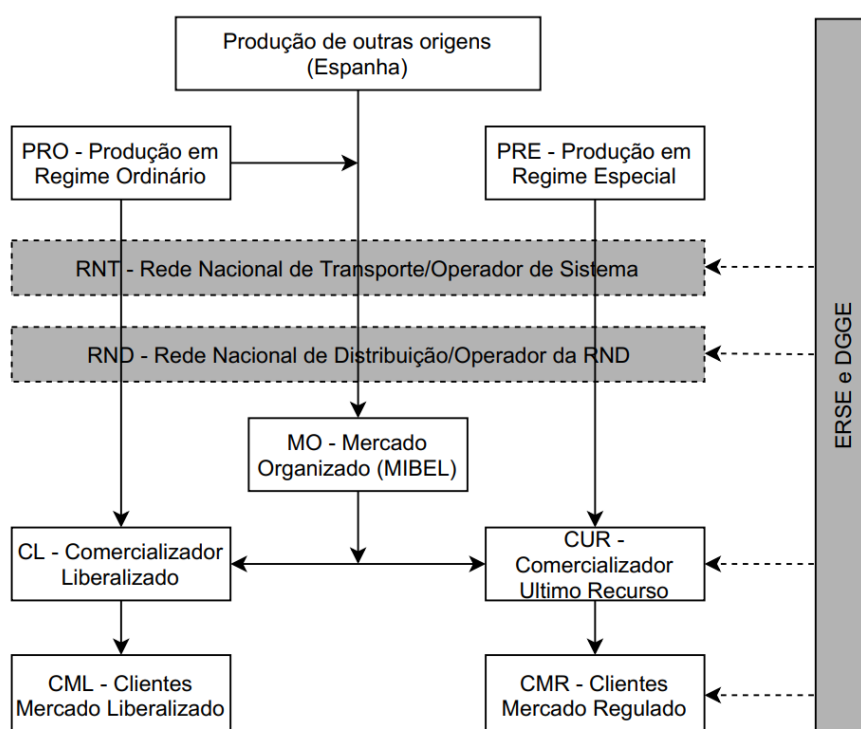


Figura 2.16 - Esquema simplificado da organização do SEN, estabelecida no DL 29/2006 [1]

Todas as atividades exercidas pelo SEN incluindo a comercialização de eletricidade de último recurso, que tem como objetivo, garantir o fornecimento de eletricidade aos consumidores em condições de qualidade e de continuidade do serviço. A de operação logística de mudança de comercializador, estão sujeitas a regulação exercida pela entidade reguladora designada, a ERSE (Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos) [1].

2.6.2 Processo de ligação à rede elétrica

Segundo [13], as instalações produtoras estão divididas em duas classes:

- Produtores em Regime Ordinário (PRO), constituídos por aqueles que regra geral estão ligados à rede Nacional de Transporte (RNT), incluindo a grande produção convencional como centrais térmicas e grande hídrica (>50MVA).
- Produtores em Regime Especial (PRE), englobam a produção de energia elétrica através de centrais que têm como fonte de energia, recursos naturais ou mesmo resíduos industriais, agrícolas ou urbanos, centrais de cogeração e centrais hidroelétricas, sendo que por norma estão ligados à Rede Nacional de Distribuição (RND).

Os produtores devem fazer entrega da energia elétrica em conformidade com as normas técnicas aplicáveis, evitando a perturbação do normal funcionamento da rede pública. As condições técnicas e características da onda de tensão no ponto de injeção da rede devem ser previamente verificadas [13].

As instalações produtoras têm como objetivo a injeção de energia elétrica nas redes elétricas de serviço público, no entanto, cada instalação deve-se ligar ou à Rede Nacional de Distribuição ou Rede Nacional de Transporte, sendo que o facto que determina a qual destas é feita a ligação é a potência instalada [13]. A Tabela 2-2 mostra onde é feita a ligação e observações com base na potência instalada.

Tabela 2-2 - Ligação das diferentes instalações produtoras à rede [13].

Potência Instalada (P)	Ligação	Observações
$P < 10$ (MVA)	RND	O operador da RND em MT e AT e os operadores da RND em BT devem cooperar no sentido de ser obtida a solução mais vantajosa para as redes.
$10 \leq P \leq 50$ (MVA)	RND	Poder-se-á ligar à RNT, desde que haja acordo com o operador da RND em MT e AT, e este demonstre ser essa a solução mais vantajosa para o SEN.
$P > 50$ (MVA)	RNT	Poder-se-á ligar à RND, desde que haja acordo com o operador da RNT e este demonstre ser essa a solução mais vantajosa para o SEN.

2.6.3 Integração e interação com a rede elétrica

No cenário das instalações PRE, como é o caso das centrais solares fotovoltaicas, estas são obrigadas a seguir e respeitar uma série de regras ao interagir com a rede elétrica. Pretende-se com esta dissertação explorar esta interação com a rede elétrica, verificando em que medida a mobilização de reativa com base na tecnologia existente da central pode contribuir para um melhor funcionamento da rede elétrica. Segundo [13], todas as instalações de produção em regime especial devem injetar uma quantidade de energia reativa, nas horas cheias e de ponta, com base na Tabela 2-3.

Tabela 2-3 - Valores de energia reativa indutiva e capacitiva para a PRE [13].

Tensão nominal no ponto de ligação	Tan ϕ	
	Horas CP	Horas VS
AT	0	0
MT (P > 6 MW)	0	0
MT (P ≤ 6 MW)	0,3	0
BT	0	0

Horas CP – Horas de cheias e ponta; **VS** – Horas de vazio e super vazio; **P** – Potência de Ligação.

Aos valores presentes na Tabela 2-3, é admitida uma tolerância de $\pm 5\%$ da energia ativa no mesmo período horário.

Nas ligações em AT e MT com potência de ligação superior a 6 MW. Os custos associados aos equipamentos necessários para produzir energia reativa correspondente a 30% da potência de ligação, terão de ser previamente suportados por parte dos produtores[13]

2.6.4 Critérios de planeamento e operação da rede elétrica

O planeamento e operação do sistema da rede elétrica exige que exista uma série de serviços fornecidos, sendo que estes podem ser adquiridos em ambiente de mercado. Segundo [3], os serviços mais comuns são:

- Regulação de tensão – envolve potência reativa, pelo que é necessário instalação e operação de equipamento de compensação e atuação sobre os transformadores com comutação de tomadas. Outro equipamento pré-existente em centrais solares fotovoltaicas, que irá ser explorado nesta dissertação são os inversores solares fotovoltaicos. Estes inversores têm a capacidade de mobilizar potência reativa, contribuindo assim para o controlo da tensão do nó de ligação da central SFV à rede elétrica.
- Regulação de frequência – também conhecida por balanço de potência de curto prazo, que utiliza a reserva girante de energia na inércia dos geradores síncronos quando parcialmente carregados. Esta regulação é principalmente utilizada para acomodar a entrada de geração secundária não programada, garantindo a frequência estipulada da rede.
- Reserva parada – sendo constituída por grupos de geradores não sincronizados, que possuem capacidade de arranque rápido. Estes grupos são principalmente hídricos ou turbinas de gás, que entram em serviço caso haja uma procura de energia superior à entregue na rede.

- Reposição do sistema após grandes perturbações – conta com grupos geradores de reserva que possuem possibilidade de arranque autónomo sem qualquer apoio da rede (*black-start*).

Todos os serviços de sistema estão disponíveis em mercado, pelo que este deve ser gerido pelo operador do sistema, sendo que o custo associado a estes serviços deve ser atribuído ao uso global do sistema e faturado aos produtores e clientes, tendo o preço como base uma unidade de energia [3].

Os pontos de ligação e interligação são duas definições diferentes pelo que:

- Ponto de Ligação – ponto que estabelece a fronteira entre a rede de distribuição e a instalação de uma entidade a ela ligada (RRD - Regulamento da Rede de Distribuição e RRT - Regulamento da Rede de Transporte).
- Ponto de Interligação – ponto da rede existente ou a criar onde se prevê ligar a linha que serve a instalação de um produtor, um cliente ou outra rede

2.6.5 Requisitos europeus para ligação à rede elétrica

Tendo em conta a existência de uma frequência da rede elétrica, são impostos requisitos no que toca a esta grandeza. A frequência no sistema europeu continental interligado, atribui ao SEN um valor de 50 Hz de acordo com o MPGS. Este valor consignado pela ENTSO-E tem o objetivo de corrigir a hora síncrona [14]. A Tabela 2-4 indica as gamas de frequência e os respetivos períodos de funcionamento.

Tabela 2-4 - Períodos mínimos de tempo, durante os quais as Centrais PV e CPV têm de ser capazes de funcionar a frequências diferentes, desviadas do valor nominal, sem se desligar da rede [14].

Zona síncrona	Gama de frequência	Período de funcionamento
Europa Continental	47.5 Hz – 48.5 Hz	Tempo ilimitado
	48.5 Hz – 49.0 Hz	Tempo ilimitado
	49.0 Hz – 51.0 Hz	Tempo ilimitado
	51.0 Hz – 51.5 Hz	30 minutos

As centrais SFV e solares de concentração (CFV) tendo capacidade de suportar variações na frequência, estas instalações produtoras devem ter capacidade de permanecer ligadas à rede elétrica e operar de forma adequada, sendo que as taxas de variação nunca devem ser superiores a 2 Hz/s

A operação de centrais produtoras de energia como centrais SFV ou CFV é permitida desde que cumpram uma série de parâmetros e regras estabelecidas pelo código Europeu bem como alguns requisitos a nível nacional [14].

Requisitos de Tensão:

Em regime normal de exploração a gama de tensões na Europa continental devem-se encontrar dentro dos limites indicados Tabela 2-5.

Tabela 2-5 - Períodos mínimos durante os quais as instalações de produção ligadas aos 150 kV, 220 kV e 400 kV têm de ser capazes de funcionar, nas situações em que a tensão seja diferente do valor nominal no ponto de ligação, sem se desligar da rede na Europa Continental [14]

RNT	Gama de Tensão	Período de Funcionamento
MAT (150 kV e 220 kV)	0.85 pu – 0.90 pu	60 minutos
	0.90 pu – 1.118 pu	Tempo ilimitado
	1.118 pu – 1-15 pu	20 minutos
MAT (400 kV)	0.85 pu – 0.90 pu	60 minutos
	0.90 pu – 1.05 pu	Tempo ilimitado
	1.05 pu – 1-10 pu	20 minutos

Para o nível de tensão declarada de 60 kV, esta deve permanecer em uma banda de $\pm 7\%$ do valor nominal declarado (60 kV). Os valores de tensão declarados nos pontos de entrega seguem um acordo realizado com o operador da RNT (ORT) e o operador da RND (ORD), sendo que estão sujeitos a qualquer revisão periódica sempre que necessário. Para instalações de produção solares FV ou solares de concentração que venham a estabelecer ligação elétrica à Muito Alta Tensão (MAT) devem ser capazes de operar dentro dos limites impostos para a Portugal na Tabela 2-6.

Tabela 2-6 - Limites de tensão admissíveis em regime normal de exploração [14].

Nível de Tensão	Limites de tensão em regime normal de exploração	
	Mínimo	Máximo
400 kV	380 kV (95%)	420 kV (105%)
220 kV	209 kV (95%)	245 kV (111%)
150 kV	142 kV (95%)	165 kV (110%)
60 kV	Neste nível de tensão, os valores serão fixados caso a caso (tensão declarada), de acordo com a Rede de Distribuição.	

Capacidade de controlo de Tensão pelas Centrais FV e CFV:

Todas as instalações produtoras FV e CFV devem ter capacidade de mobilizar potência reativa. Tanto durante a situação de funcionamento à máxima capacidade, correspondente à potência ativa máxima, como também num contexto de um perfil de tensão variável. Neste contexto, todas as centrais

que se ligam à RNT em MAT ou AT, devem ser capazes de mobilizar potência reativa dentro dos limites do perfil U-Q/Pmax apresentados nas Figura 2.17 e Figura 2.18. As cores laranja e vermelha apresentadas na Figura 2.17 representam os limites superiores dos envelopes delineados pela cor verde.

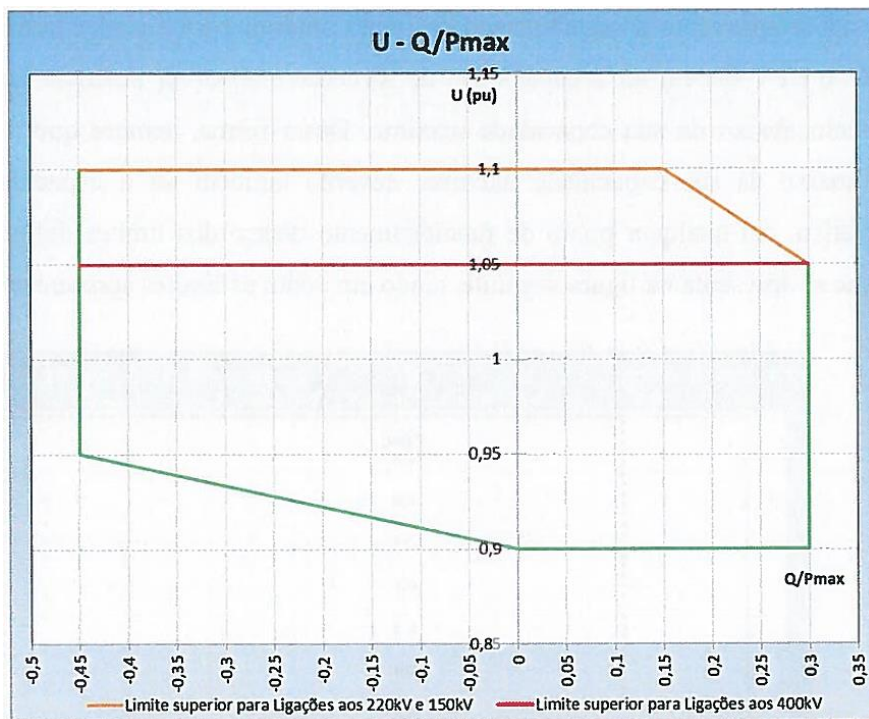


Figura 2.17 - Característica U-Q/Pmax. para ligações em MAT: U - Tensão referida ao ponto de ligação; Q - Potência reativa; Pmax - capacidade máxima [14].

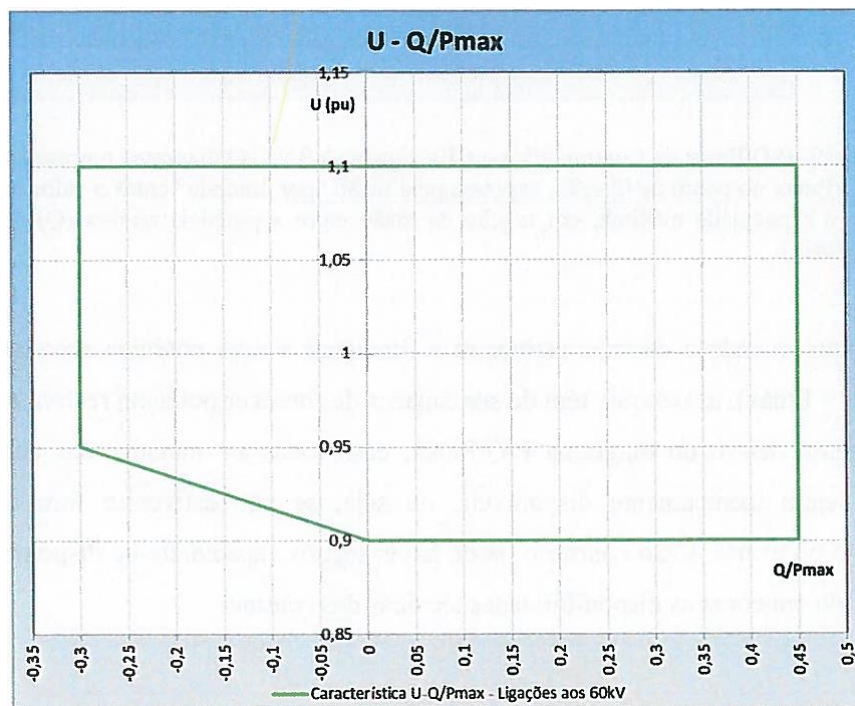


Figura 2.18 - Característica U-Q/Pmax. para ligações em AT: U - Tensão referida ao ponto de ligação; Q - Potência reativa; Pmax - capacidade máxima [14].

Tendo em conta que as instalações produtoras devem ter capacidade de absorver e fornecer potência reativa estas devem respeitar a situação de funcionamento abaixo da sua capacidade máxima. Todas as centrais que estiverem a operar abaixo da sua capacidade máxima devem então ser capazes de mobilizar reativa em qualquer ponto de funcionamento desde que esteja dentro dos limites que se verificam definidos na Figura 2.19

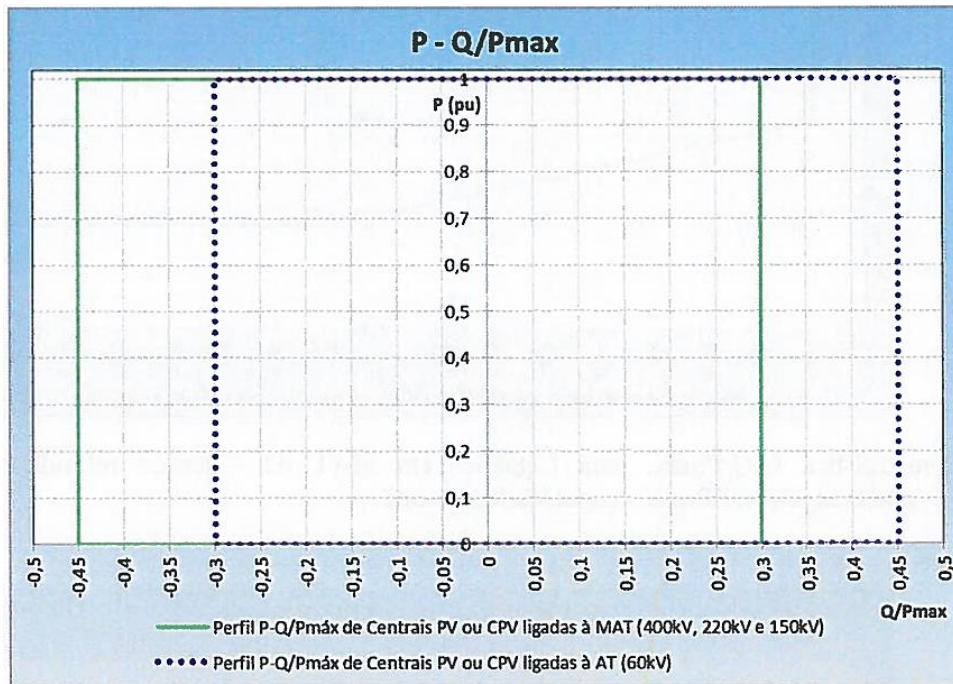


Figura 2.19 - Perfil P-Q/Pmáx de Centrais PV ou CPV ligadas à RNT. O diagrama representa os limites do perfil P Q/Pmáx no ponto de ligação, expressa pela razão “por unidade” entre o valor efetivo de potência ativa e a capacidade máxima, em função da razão entre a potência reativa (Q) e a capacidade máxima (Pmáx) [14].

As centrais FV e CFV sendo capazes de mobilizar potência reativa, estas devem ser capazes de controlar a mesma através de implementação de modos de controlo da potência reativa. Os três modos de controlo são:

- Controlo de tensão;
- Controlo de potência reativa;
- Controlo de fator de potência (FP).

3 Modelização e Simulação em Regime Permanente

O desenvolvimento de um modelo genérico para instalações solares fotovoltaicas para planeamento e estudo da rede elétrica tem sido um tópico bastante importante devido à grande penetração destes sistemas de geração variável de cada vez maior potência instalada na última década. O impacto destas instalações passou a ser considerado pelos planeadores e operadores de rede de modo a reconhecer em que medida este tipo de instalações afeta a operação da rede elétrica.

O grupo americano, *Western Electricity Coordinating Council e Renewable Energy Modeling Task Force* (WECC/REMTF), tem feito trabalhos de modelização de sistemas na área das energias renováveis. Este grupo fornece as especificações para o desenvolvimento de um modelo genérico para sistemas fotovoltaicos de forma a ser utilizado em simulações de acordo com os padrões do grupo *North American Electric Reliability Corporation* (NERC) *Modeling and Data Analysis* (MOD) [15]. Estes padrões afirmam que o modelo não é proprietário, e tem de garantir uma boa representação da performance elétrica das instalações SFV no ponto de interligação com a rede elétrica, sendo estes modelos aptos para estudar a resposta do sistema a perturbações elétricas. Estas perturbações elétricas são principal interesse devido a possíveis contingências na rede de transmissão ou de distribuição que possam vir a surgir [16]. Este modelo genérico foi validado para regimes permanentes e transitórios pela WECC em conjunto com o laboratório nacional de Sandia, Albuquerque, EUA [17].

De uma perspetiva de trânsito de energia, para as centrais SFV que têm uma grande penetração na rede elétrica, existe uma necessidade de as tratar utilizando o modelo proposto em [18] que segundo os autores. Tem-se como ponto de partida o modelo real da instalação e através de expressões deduzidas, é possível calcular parâmetros de um esquema equivalente simples, que conta com um equivalente de transformadores e linhas e os respetivos barramentos de interligação entre os componentes do modelo. Este modelo substitui, com um erro inferior a 5%, o caso real e está apto para ser tratado e utilizado em estudos de planeamento da rede elétrica em regime permanente. Este modelo pode ser também aplicado a sistemas descentralizados, cujo exemplo está presente na Figura 3.1, sempre que a geração combinada que se liga a determinado barramento seja superior a 10MVA. O valor de 10MVA diz respeito ao valor combinado da geração descentralizada que começa a afetar o desempenho da rede elétrica a que se liga [18]. Esta geração é modelizada em um esquema equivalente simples, no qual esta presente no barramento final, em simultâneo com a carga, um gerador equivalente, que traduz toda a energia gerada pelo conjunto dos sistemas [18]. Este esquema equivalente está apresentado na Figura 3.1.

É também apresentado em [18] o modelo para casos de transitório, denominado como modelo dinâmico, que trata uma série de fatores que desempenham um papel fundamental no esquema de controlo de uma central solar FV. Este modelo dinâmico não é o objetivo desta dissertação, mas compõe uma parte fundamental no assunto em questão.

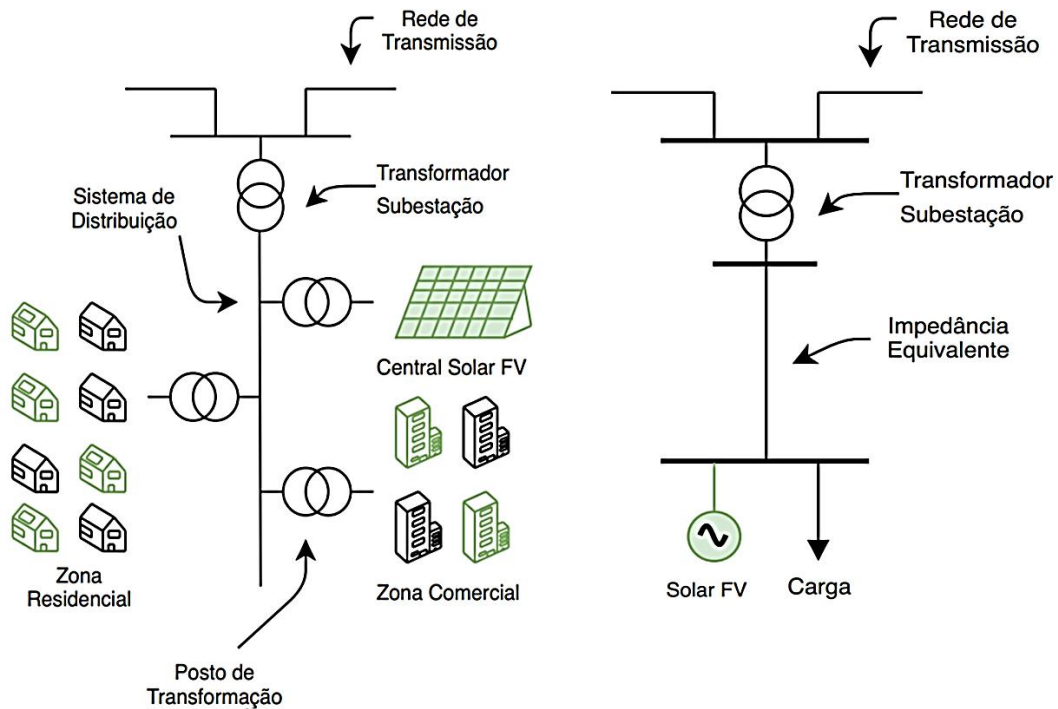


Figura 3.1 - Exemplo de geração distribuída com penetração de fontes FV (esquerda) e esquema equivalente para ser utilizado em transito de energia quando a geração variável combinada excede os 10 MVA (direita)

3.1 Descrição geral e componentes de um sistema fotovoltaico

Um sistema solar fotovoltaico simples é composto essencialmente por um painel fotovoltaico, um inversor e um transformador para ligação à rede elétrica [2]. A Figura 3.2 ilustra o esquema de um sistema FV simples.

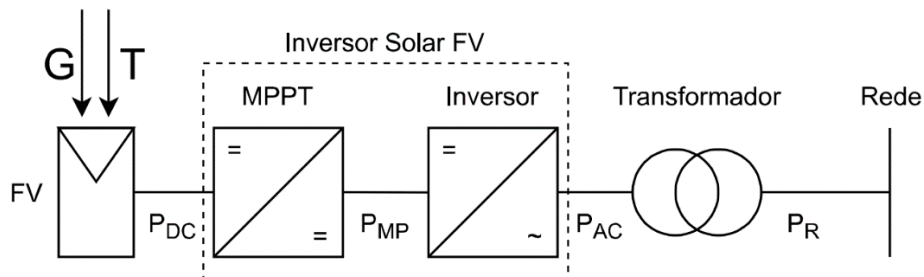


Figura 3.2 - Esquema de um sistema solar fotovoltaico simples com ligação à rede.

Desde a radiação solar, G , que incide no painel fotovoltaico, a determinada temperatura ambiente, T , à conversão em energia elétrica, à máxima potência disponível no momento, MPPT, esta energia elétrica pode ser utilizada para alimentação das cargas locais, sendo a restante injetada para a rede elétrica.

3.1.1 Painel Solar FV

Um dos componentes importantes de qualquer sistema solar fotovoltaico é o painel FV. Em qualquer instalação existem 1 ou mais módulos que podem ser agrupados em matrizes FV. Estas matrizes estão associadas e ligadas entre si de forma a produzirem corrente elétrica, e diferença de potencial entre seus terminais necessárias para se ligarem ao respetivo inversor para garantir o ponto de funcionamento ótimo, chamado ponto de máxima potência como referido no Capítulo 2.

Os painéis solares FV recebem radiação solar que incide com um valor de irradiância G a uma temperatura ambiente T . Estes fatores ditam a produção que se consegue retirar do painel, pelo que ao meio dia solar temos o pico de produção e durante a noite não existe produção, como mostra a Figura 3.3.

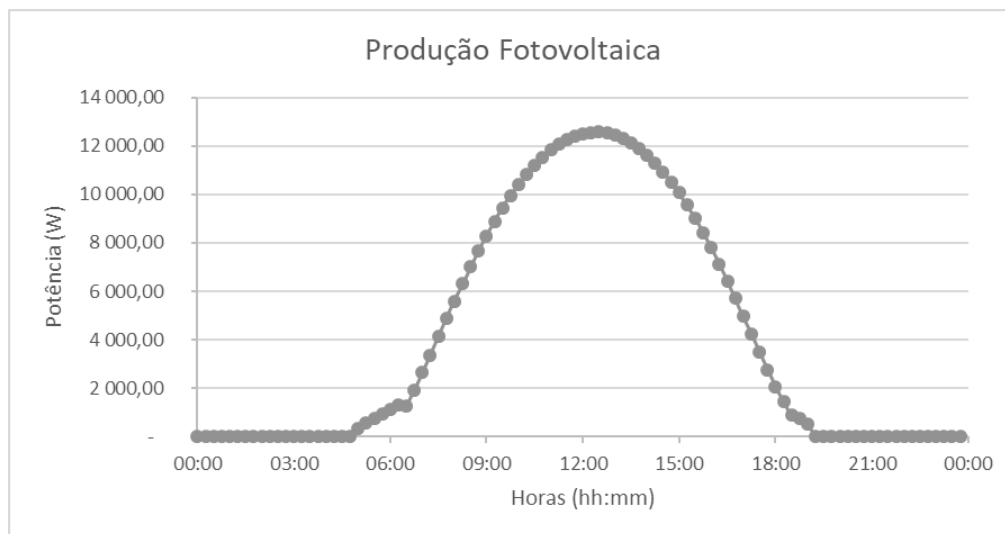


Figura 3.3 - Produção solar fotovoltaica esperada de projeto para autoconsumo ao longo do dia. Potência instalada 19.5 kWp.

Segundo [1], [2], os módulos utilizados são caracterizados por uma série de parâmetros que influenciam a produção dos mesmos. Os valores que constam na ficha técnica são:

- Potência-pico (Wp)
- Tensão MPP, V_{MP} (V)
- Corrente MPP, I_{MP} (A)
- Tensão Circuito Aberto, V_{OC} (V)

- Corrente de curto-circuito, I_{SC} (A)
- Coeficientes de temperatura:
 - Tensão (V/°C ou %/°C)
 - Corrente (A/°C ou %/°C)
 - Potência (W/°C ou %/°C)
- NOCT, que corresponde à Temperatura do módulo nas condições normais de temperatura (°C)
- Rendimento de conversão (%)

O número de células por módulo e as suas dimensões são outros valores que constam na ficha técnica.

Durante o funcionamento do módulo, a existência de fatores como o coeficiente de temperatura, origina um ajuste negativo ou positivo na produção, com base na temperatura da célula. Estes fatores têm de ser contabilizados em projeto para maximização da produção.

3.1.2 Inversor solar fotovoltaico

O inversor solar fotovoltaico é, de forma simples, constituído por um conversor DC-DC denominado MPPT, que tem como objetivo colocar o módulo fotovoltaico no ponto de operação ótimo, que corresponde ao ponto de potência máxima que este pode produzir em determinado instante com base na irradiância G que incide no módulo e a sua temperatura T , independente da carga. Após o seguimento do ponto de máxima potência, a corrente contínua é convertida em corrente alternada através de um dispositivo chamado inversor permitindo assim a ligação à rede elétrica. [1].

O MPPT é um sistema não linear que tem como objetivo garantir o máximo aproveitamento da potência disponível. Este sistema é composto por um conversor DC-DC que conta com um controlador, que contém o algoritmo que permite seguir e ajustar o ponto de máxima potência.

Existem 3 tipos de conversores DC-DC mais comuns, o conversor redutor (*buck*), conversor elevador (*boost*) e o conversor *buck-boost*. O conversor *buck-boost*, que permite elevar e reduzir a tensão de saída em relação à entrada, está por detrás do MPPT que quando em conjunto com um algoritmo, permite obter o ponto de máxima potência do sistema FV [2].

Os inversores sendo dispositivos que permitem a conversão de corrente contínua para corrente alternada, estes são constituídos por elementos de eletrónica de potência denominados de pontes conversoras DC/AC, que funciona através de comutação dos semicondutores presentes na ponte conversora. De forma a completar o sistema de um inversor solar fotovoltaico é necessário um bloco de

filtragem e equipamento de monitorização e proteção, de forma a garantir o perfeito funcionamento do equipamento em tempo real [1].

Existem vários tipos de conversores, estes tipos estão demonstrados na Figura 3.4.

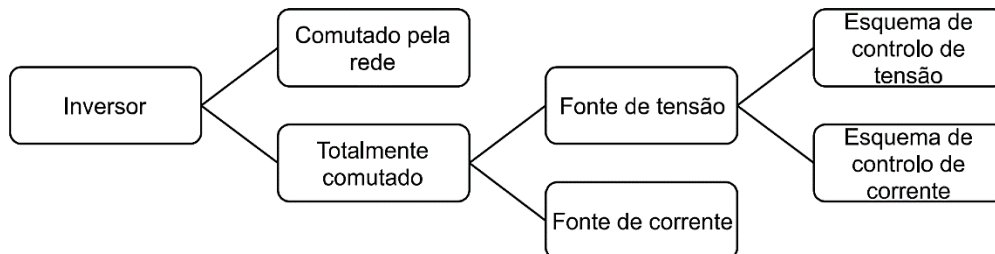


Figura 3.4 - Tipos de inversores existentes [1].

Os inversores inicialmente comutados pela rede eram compostos por semicondutores chamado tirístores. O tiristor é conhecido pela sua grande facilidade de passagem à condução, no entanto a passagem ao corte já era um pouco mais difícil, pelo que só acontecia após anulação da corrente que por ele passava, pelo que para tal acontecer era necessários circuitos auxiliares que possibilitassem essa função. Este tipo de inversor deixou de equipar os dispositivos mais modernos, pelo que este também produzia um elevado conteúdo harmónico, pelo que poderia criar diversos problemas na rede elétrica, e também devido às necessidades de potência reativa associadas ao mesmo.

O aparecimento de semicondutores como o IGBT e MOSFET, permitem o controlo do instante da passagem à condução e ao corte. Estes semicondutores operam a frequências de comutação elevadas, na ordem das dezenas a centenas de kHz, pelo que permitem o controlo das formas de onda de tensão e corrente do lado AC. Permitem também o ajuste do fator de potência e consequentemente reduzir a introdução de harmónicas no sinal de saída (AC). Este tipo de inversores equipados com IGBT ou MOSFET são os mais utilizados em sistemas FV, no entanto existem alguns problemas de compatibilidade eletromagnética, devido às elevadas frequências de comutação [1].

Segundo [1], estes inversores auto-comutados podem ser de dois tipos:

- Fonte de Tensão – o lado DC é representado por uma fonte de tensão
- Fonte de Corrente – o lado DC é representado por uma fonte de corrente

Ambos permitem a obtenção de uma forma de onda de amplitude constante e frequência variável do lado AC. Nos sistemas FV o tipo mais utilizado é a fonte de tensão.

Os inversores solares FV têm rendimentos associados nas diferentes gamas de operação dos próprios inversores, sendo indispensável a colocação do sistema fotovoltaico em determinadas gamas de maneira a maximizar o rendimento.

O rendimento do inversor é dado por:

$$\eta_{inv} = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} = \frac{P_{AC}}{U_{MP}I_{MP}} \quad (7)$$

Em que P_{AC} indica a potência entregue à rede e U_{MP} e I_{MP} indicam a tensão e corrente do ponto de máxima potência. A curva típica que descreve o rendimento de um inversor está representada na Figura 3.5.

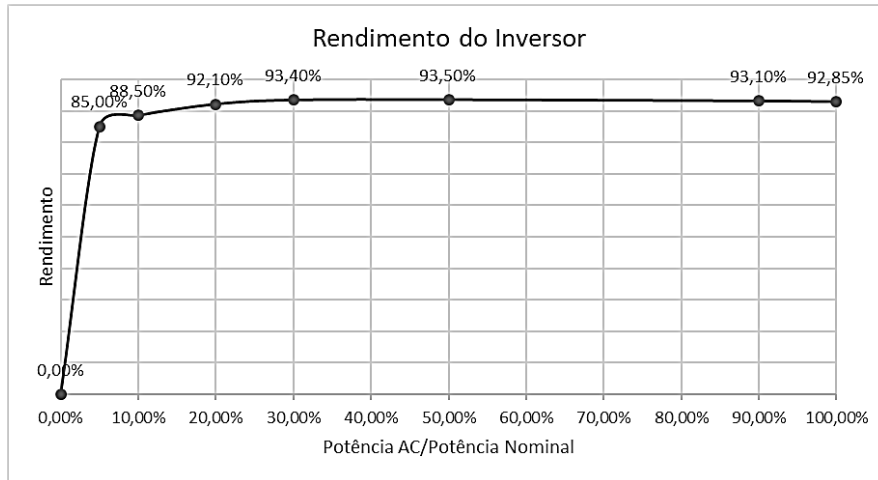


Figura 3.5 - Curva típica de rendimento de um inversor solar FV.

3.1.3 Transformador

O transformador é um dos componentes mais importantes e úteis atualmente nos Sistemas de Energia Elétrica (SEE). A necessidade deste componente deve-se à necessidade de elevar a tensão a um nível adequado para transporte, nomeadamente a alta ou muito alta tensão, se proveniente de fontes de geração de elevada potência instalada. Este transporte a muito alta tensão é necessário de modo a manter os valores de corrente baixos para que as perdas por efeito de Joule ao longo da linha sejam inferiores. Posteriormente esta tensão tem de ser reduzida para média tensão de modo a se proceder à distribuição e novamente reduzida para baixa tensão para alimentar o consumo e cargas locais[3].

Outra função de transformadores é regulação de tensão da rede elétrica. Para isto o transformador deve ser equipado com um comutador de tomadas.

O transformador é essencialmente constituído por um núcleo de ferro laminado, que permite reduzir perdas por histerese e correntes de Foucault. Em torno do núcleo de ferro, este conta com 2 ou mais enrolamentos de cobre, formando assim um circuito magnético. No circuito magnético observa-se um fluxo magnético bidirecional, sendo que por convenção, o enrolamento primário é aquele que recebe a energia e logo após é entregue no enrolamento secundário. A troca entre níveis de tensão dá-se com uma relação entre os números de espiras de cada enrolamento [3]. A Figura 3.6 mostra o esquema

elétrico de um transformador ideal que é a base do funcionamento de um transformador como se irá ver em seguida.

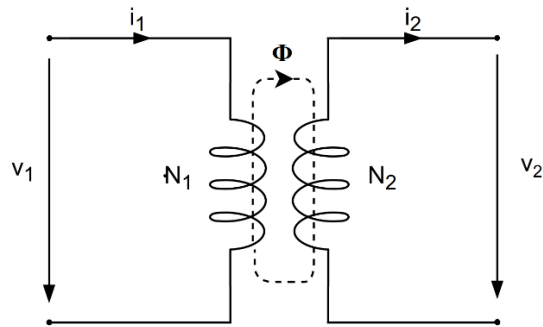


Figura 3.6 - Transformador Ideal.

A relação entre a tensão do primário e a tensão do secundário está relacionada com o número de espiras de cada enrolamento. Esta relação é dada pela equação seguinte:

$$\frac{U_1}{U_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (8)$$

A relação de transformação m de um transformador é dada pelo quociente do número de espiras do primário N_1 e o número de espiras do secundário N_2 .

$$m = \frac{N_1}{N_2} = \frac{U_1}{U_2} \quad (9)$$

3.2 Representação de sistemas solares FV em regime permanente

A representação de sistemas solares FV em regime permanente para estudos de planeamento e operação da rede elétrica deve ser um processo simples, mas eficaz. Um parque solar FV sendo constituído por um elevado número de componentes, nomeadamente painéis FV, inversores SFV, transformadores, linhas para transporte tornam o modelo real bastante complexo. Exemplo da topologia real de uma central solar FV está representado na Figura 3.7.

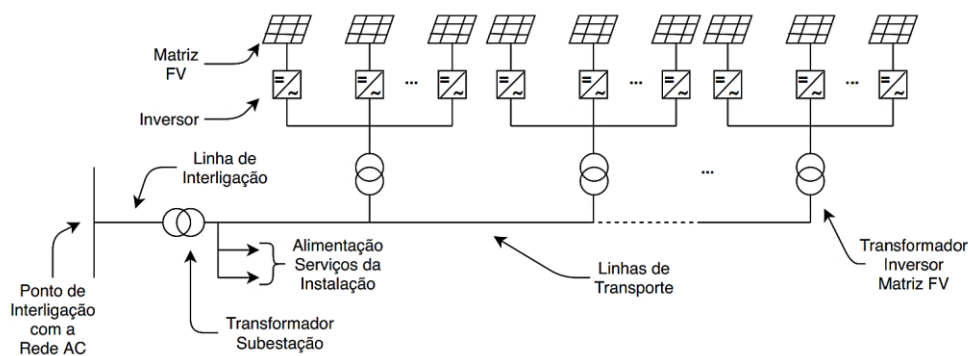


Figura 3.7 - Topologia de uma central solar fotovoltaica.

A utilização de um modelo real, sendo bastante complexo, não é uma maneira prática para estudos de planeamento da rede elétrica sendo que surgiu a necessidade de um modelo equivalente mais simples. Para a representação de uma central SFV conta-se com um modelo genérico equivalente simples, que substitui o complexo modelo real de qualquer sistema SFV. Este modelo equivalente está representado na Figura 3.8.

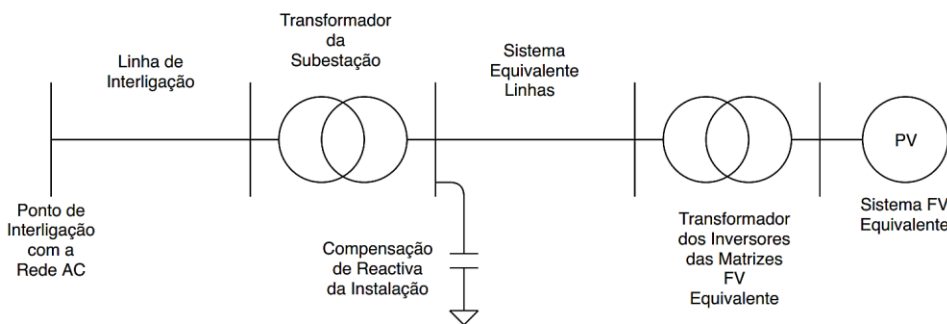


Figura 3.8 - Modelo Equivalente de gerador único para sistemas FV.

A utilização deste modelo equivalente de gerador único permite simular situações de trânsito de energia com um erro bastante reduzido, pelo que significa que é o mais próximo do modelo real possível.

3.3 Metodologia para modelização de sistemas SFV em regime permanente

A metodologia para modelizar sistemas SFV em regime permanente foi desenvolvida e apresentada pelo *WECC Modeling and Validation Group*, indicando todos os passos para a obtenção de um equivalente da Central SFV.

De modo a obter um modelo utilizável, foram inicialmente desenvolvidos modelos para geradores eólicos. Tendo em conta o conceito de geração variável, as topologias internas entre os sistemas solares FV e os sistemas eólicos apresentam similaridades, sendo que ambos partilham o equivalente de linhas

(*Equivalent Collector System*) e o equivalente dos respectivos Transformadores elevadores de tensão, restando a necessidade de modelizar os respetivos inversores SFV que correspondem evidentemente ao conjunto de matrizes FV, sendo lhes atribuído o equivalente a um gerador [15], [18].

De modo a aplicar e validar esta metodologia é necessário garantir que a norma IEEE 1547 seja cumprida no ponto de interligação com a rede elétrica para instalações de geração variável. Esta norma define limites técnicos para a frequência e tensão nos barramentos de interligação para fontes de geração distribuída, e instalações FV residenciais, comerciais ou centrais [15], [19].

3.3.1 Linha de transmissão para ligação ao ponto de entrega

A modelização da linha de transmissão para ligação ao ponto de entrega, provém da subestação da central FV como se pode observar na Figura 3.8. Esta é modelizada como um circuito único em que apenas se tem de ter em conta a distância do condutor e as respetivas características do condutor, nomeadamente R, X e B e potência nominal da linha. A Figura 3.9 mostra os parâmetros de uma linha, através do esquema equivalente em π .

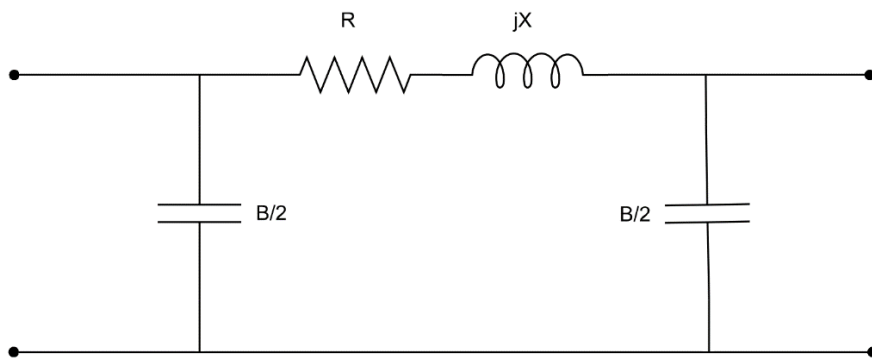


Figura 3.9 - Esquema equivalente em π nominal de uma linha

A Figura 3.9 representa o modelo equivalente em π nominal da linha. Esta representação assume que quando opera em condições normais, a tensão no barramento terá valor próximo de 1 p.u., pelo que a potência reativa absorvida ou produzida por um condensador é proporcional ao quadrado da tensão que o atravessa [16]. Logo, a susceptância B pode ser considerada como a soma total de todos os condensadores no sistema. A susceptância equivalente da central FV é então:

$$B_{EQ} = \sum_{i=1}^I B_i \quad (10)$$

Onde,

- B_i = capacitância de cada ramo índice i
- n = número total de ramos

3.3.2 Transformador da Subestação

De modo a interligar a central SFV com a rede elétrica esta necessita de um transformador que eleva a tensão até ao nível adequado para transporte/distribuição da energia, dependendo do ponto de interligação na rede elétrica.

Segundo [15], este transformador deve ser sempre representado de forma explícita, incluindo todos os seus parâmetros de operação como tensão nominal dos enrolamentos, impedância, as razões entre tomadas, *set point* e potência nominal. Por norma a impedância destes transformadores ronda os 6% a 10%.

3.3.3 Equivalente de linhas

O equivalente de linhas consiste no agrupamento de todas cabos subterrâneos que transportam a energia desde os respetivos painéis FV, passando pelos inversores e postos de transformação que contêm os transformadores elevadores de tensão de modo a entregar a energia na subestação da central.

De acordo com [15], este sistema de linhas subterrâneas tem como objetivo reduzir as perdas ao longo de todas as linhas, pelo que durante o projeto existe um objetivo de manter as perdas ativas abaixo de 1%. No entanto, quando a central está a operar perto da sua capacidade total, as perdas ativas podem atingir os 2% a 4%.

Um método para obtenção do equivalente de linhas foi desenvolvido pelo NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) para centrais eólicas, pelo que segundo [20], a impedância equivalente (Z_{eq}) e a susceptância equivalente (B_{eq}) é derivada a partir de um conjunto de linhas em esquema radial.

De maneira a derivar as equações gerais da impedância equivalente e susceptância equivalente de uma central SFV, ilustre-se de seguida um exemplo de 5 inversores FV, seguidos dos seus respetivos transformadores que são ligados em configuração *daisy chain* como representado na Figura 3.10. O objetivo é necessário determinar o equivalente desta configuração [20]. Os inversores e respetivos transformadores irão ser agrupados juntamente com a matriz solar FV em um único gerador como mostra a Figura 3.11.

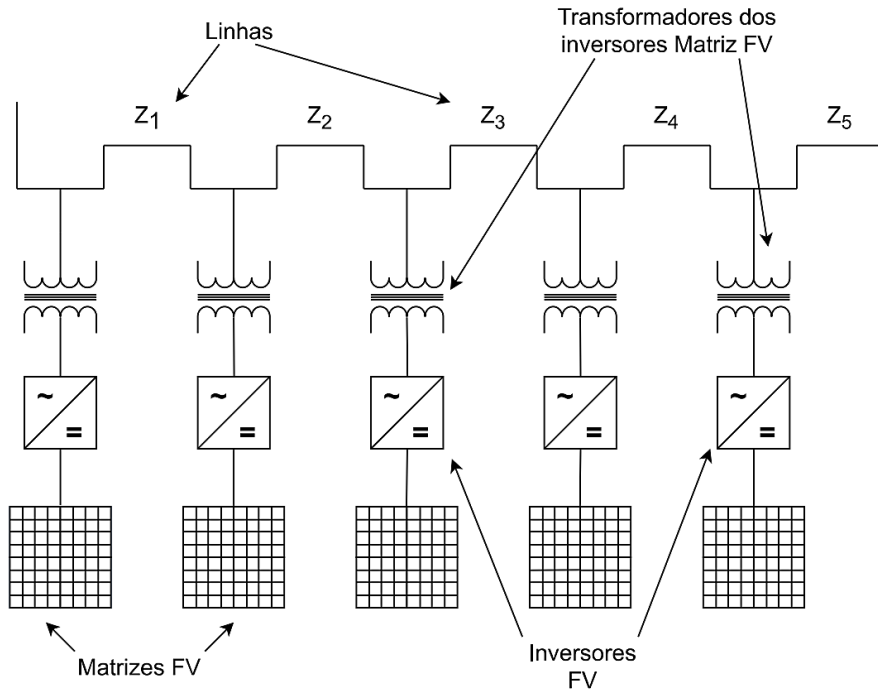


Figura 3.10 - Configuração *daisy chain* dos inversores SFV e respectivos transformadores

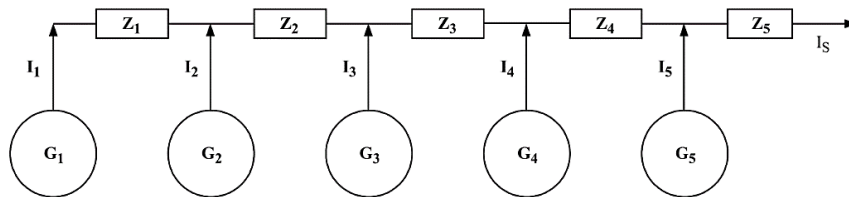


Figura 3.11 - Modelo equivalente da configuração em *daisy chain*

Considere-se a rede da Figura 3.11, sabendo que a corrente que flui de cada inversor é representada pelo fasor:

$$\mathbf{I}_m = I_m \angle \theta_m \quad (11)$$

No seguimento, todos os fasores são representados em negrito, pelo que \mathbf{I}_1 representa a corrente de saída do inversor 1, sendo que I_1 representa a magnitude e θ_1 o respetivo ângulo de \mathbf{I}_1 . Assumindo que a irradiância é constante, ou seja, a corrente de saída é constante e igual para cada inversor, obtém-se:

$$\mathbf{I}_1 = \mathbf{I}_2 = \mathbf{I}_3 = \mathbf{I}_4 = \mathbf{I}_5 = \mathbf{I} \quad (12)$$

A corrente total pode então ser escrita como:

$$\mathbf{I}_S = n\mathbf{I} \quad (13)$$

Onde,

- n = representa o número de inversores

A queda de tensão aos terminais de Z_1 ligada ao inversor 1 é:

$$\Delta U_{Z1} = I_1 Z_1 = I Z_1 \quad (14)$$

Pela lei das correntes de Kirchhoff no nó de ligação do inversor 2 tem-se que a queda de tensão aos terminais da impedância Z_2 é:

$$\Delta U_{Z2} = (I_1 + I_2) Z_2 = 2I Z_2 \quad (15)$$

Ou seja, a queda de tensão aos terminais da impedância 5 é:

$$\Delta U_{Z5} = (I_1 + I_2 + I_3 + I_4 + I_5) Z_5 = 5I Z_5 \quad (16)$$

A potência aparente aos terminais de cada impedância pode ser escrita como:

$$S_{Z1} = \Delta U_{Z1} I_1^* = I_1 I_1^* Z_1 = I^2 Z_1 \quad (17)$$

$$S_{Z2} = \Delta U_{Z2} I_2^* = (I_1 + I_2)(I_1 + I_2)^* Z_2 = (2I)^2 Z_2 \quad (18)$$

$$S_{Z3} = \Delta U_{Z3} I_3^* = (I_1 + I_2 + I_3)(I_1 + I_2 + I_3)^* Z_3 = (3I)^2 Z_3 \quad (19)$$

$$S_{Z4} = \Delta U_{Z4} I_4^* = (I_1 + I_2 + I_3 + I_4)(I_1 + I_2 + I_3 + I_4)^* Z_4 = (4I)^2 Z_4 \quad (20)$$

$$S_{Z5} = \Delta U_{Z5} I_5^* = (I_1 + I_2 + I_3 + I_4 + I_5)(I_1 + I_2 + I_3 + I_4 + I_5)^* Z_5 = (5I)^2 Z_5 \quad (21)$$

Tendo em conta que $I_5 = nI$, a equação para a potência aparente pode ser simplificada para:

$$S_{Tot} = I^2 (Z_1 + 2^2 Z_2 + 3^2 Z_3 + 4^2 Z_4 + 5^2 Z_5) \quad (22)$$

Generalizando, a equação para a potência aparente é:

$$S_{Tot} = I^2 \sum_{k=1}^n k^2 Z_k \quad (23)$$

Onde,

- I = corrente de saída de cada inversor,
- n = número de inversores em configuração *daisy chain*.

As equações simplificadas para o circuito equivalente podem ser escritas da seguinte forma:

$$S_{Tot_perdas} = I_S^2 Z_S \quad (24)$$

$$S_{Tot} = S_{Tot_perdas} \quad (25)$$

A partir da Eq. 25 é possível obter:

$$Z_S = \frac{\sum_{k=1}^n k^2 Z_k}{n^2} \quad (26)$$

A equação 26 pode ser reescrita segundo [15], de modo a indicar a impedância equivalente de linhas:

$$Z_{EQ} = \frac{\sum_{i=1}^I Z_i n_i^2}{N_{inv}^2} \quad (27)$$

Onde,

- I = número de ramos total no sistema de linhas;
- Z_i = impedância índice i ($R_i + jX_i$);
- n_i = número de inversores até ao nó i ;
- N_{inv} = número total de inversores.

3.3.4 Equivalente de postos de transformação

O equivalente de postos de transformação diz respeito aos transformadores elevadores ligados aos inversores. Estes permitem elevar a tensão para um nível adequado para transporte até ao transformador da subestação da central FV. Segundo [15], [18], a impedância equivalente dos transformadores da central FV pode ser calculada através das seguintes expressões:

$$Z_{EQ} = Z_T \quad (28)$$

$$MVA_{Teq} = N \times MVA_T \quad (29)$$

Onde,

- Z_T = Impedância de um transformador
- MVA_T = Potência nominal de um transformador

Caso existam diferentes transformadores, o método utilizado para calcular a impedância do equivalente de linhas pode ser utilizado para calcular a impedância equivalente do transformador [15].

Por norma os transformadores elevadores de uma central FV contam com potências nominais que variam entre os 500kVA e 2MVA, com uma impedância curto-circuito de 6% respetivamente.

3.3.5 Equivalente de gerador único

No modelo equivalente de gerador único representado na Figura 3.8, este gerador substitui a totalidade das matrizes FV. Este gerador conta com uma potência ativa que corresponde à potência total instalada na central FV[15].

3.3.6 Modelização da rede elétrica a montante

A rede elétrica pode ser representada pelo seu equivalente de Thévenin. Este equivalente, segundo [3], é o que permite determinar a relação:

$$S_{cc_k} = \frac{1}{Z_{T_k}} \quad (30)$$

Onde,

- S_{cc_k} = Potência de curto circuito no nó k da rede elétrica.
- Z_{T_k} = Impedância equivalente de Thévenin vista do nó k.

Esta relação permite utilizar valores típicos da potência de curto-circuito da rede elétrica, que correspondem vários níveis de tensão. Por exemplo, para um sistema a 60 kV, como é o caso do nó de ligação da central de Amareleja à rede elétrica é possível saber a potência de curto-circuito associada a esse nó. A Tabela 3-1 mostra valores típicos de Valores típicos de potências de curto-circuito usadas no contexto europeu e norte americano, com base na tensão do nó de ligação, permitindo assim calcular uma impedância equivalente da rede a montante.

Tabela 3-1 - Valores típicos de potências de curto-circuito no nó de ligação [21].

Tensão (kV)	Potência de curto-circuito (MVA)	
	Prática actual Europeia	Prática actual Norte Americana
7,2	500	500
12	500	500
17,5	500	500
24	500	500
36	1000	1500
52	3000	5000
72,5	3000	5000
100	6000	15000
123	6000	15000
145	10000	15000
170	10000	15000
245	20000	25000
300	30000	30000
362	35000	35000
420	40000	40000
525	60000	60000
765	83500	83500

3.4 Aplicação da metodologia para centrais FV

3.4.1 Caso de estudo 1: Ramo da central FV e respetivo equivalente

De maneira a aplicar a metodologia para obtenção de um equivalente para uma central FV de gerador único representado na Figura 3.8, parte-se de uma lista de características técnicas [22] e diagramas unifilares de uma central SFV, nomeadamente a Central FV de Amareleja. A metodologia será alvo de um caso de estudo que irá apenas incluir 1 de 6 partes da central.

Esta parte da central¹ conta com:

- 52416 módulos FV, modelo YL-170² e YL-180³
- 504 seguidores solares
 - Cada seguidor é constituído por 104 módulos
- 14 inversores SFV de 500kVA Ingecon Sun 4x125 TL⁴
 - Cada inversor recebe energia de 36 seguidores solares
- Potência de saída correspondente a cerca de 7MW.

¹Informação pública, presente em [22], e disponível no Anexo A1.

²Ficha técnica disponível em: <http://www.solardesigntool.com/components/module-panel-solar/Yingli-Solar/266/YL170P-23b/specification-data-sheet.html>

³Ficha técnica disponível em: <http://www.solardesigntool.com/components/module-panel-solar/Yingli-Solar/268/YL180P-23b/specification-data-sheet.html>

⁴Ficha técnica disponível em: <https://www.ingeteam.com/Download/1028/attachment/ingecon-sun-power-tl-u-outdoor.pdf.aspx>

- 14 transformadores FV
 - Potência nominal 550 kVA
 - Impedância curto circuito 5%
 - Eleva a tensão de 0,22 kV para 20 kV
- Transformador Subestação da Central
 - Potência nominal 40 MVA
 - Impedância curto circuito 10%
 - Eleva a tensão de 20 kV para 60 kV

A topologia desta parte da central encontra-se ilustrada na Figura 3.12. O cálculo dos respetivos componentes do modelo equivalente de gerador único para um central FV será realizado em seguida e posteriormente comparado com o modelo real na secção abaixo 3.4.2.

Seguindo a metodologia descrita no subcapítulo 3.3 obtém-se os elementos equivalentes.

Transformador da Subestação pode ser modelizado como o transformador real, não sendo necessário recorrer a qualquer tipo de cálculo. Os parâmetros referentes a este transformador encontram-se na descrição da parte da central FV acima em estudo.

Equivalente de linhas é necessário partir do diagrama unifilar, que indica as ligações entre os diferentes PT (postos de transformação), criar uma topologia que ilustre o modelo real de modo a prosseguir para o cálculo do equivalente. A Figura 3.12 mostra a topologia real da parte da central em estudo.

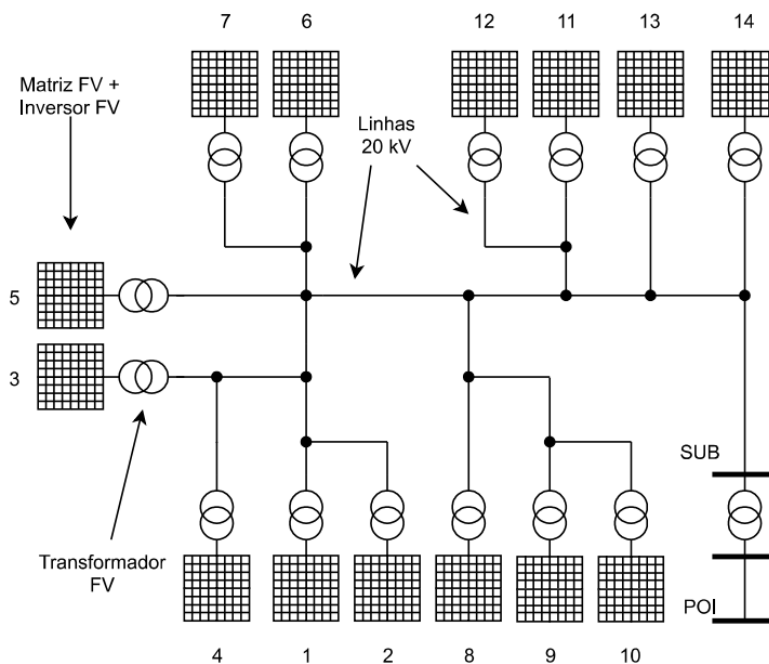


Figura 3.12 - Topologia de uma parte da central FV.

É possível simplificar a topologia ilustrada na Figura 3.12, agrupando os inversores e respectivos transformadores em postos de transformação, de modo a ilustrar as linhas que os ligam entre si. Este esquema está representado na Figura 3.13.

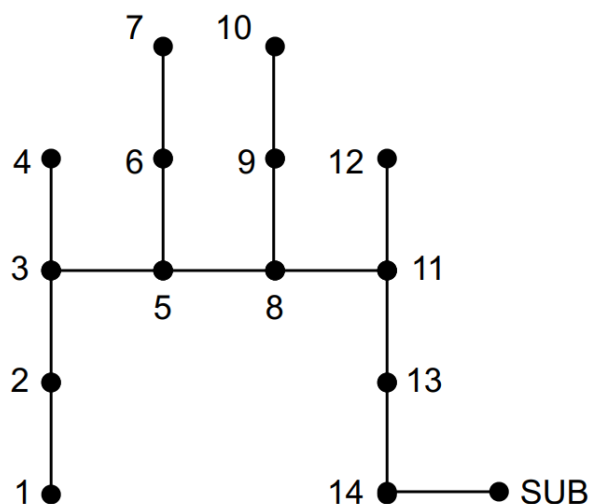


Figura 3.13 - Esquema de ligação dos postos de transformação.

Após inspeção do esquema da Figura 3.13, parte-se para o uso da metodologia que permite calcular o equivalente, utilizando as equações 26 e 27. A Tabela 3-2 reúne todos os dados necessários para o cálculo.

Tabela 3-2 - Topologia para calculo de impedância equivalente de linhas.

De	Para	R(pu)	X(pu)	B(pu)	n	R n ²	X n ²
1	2	0,047795	0,002969	1,09927E-05	1	0,191178	0,011875
2	3	0,033867	0,004388	9,14409E-06	2	0,541872	0,0702
4	3	0,046683	0,002969	1,07371E-05	1	0,186732	0,011875
3	5	0,015844	0,00648	5,06995E-06	4	1,01399	0,41472
7	6	0,027232	0,002969	6,2633E-06	1	0,108927	0,011875
6	5	0,021346	0,004388	5,76335E-06	2	0,341532	0,0702
5	8	0,010174	0,0101	4,06944E-06	7	1,994026	1,9796
10	9	0,041867	0,002969	9,6293E-06	1	0,167466	0,011875
9	8	0,021346	0,004388	5,76335E-06	2	0,341532	0,0702
8	11	0,010409	0,0101	4,16364E-06	10	4,16364	4,04
12	11	0,036124	0,002969	8,30846E-06	1	0,144495	0,011875
11	13	0,006688	0,00505	5,35056E-06	12	3,852403	2,9088
13	14	0,005087	0,00505	4,06944E-06	13	3,438677	3,4138
14	SUB	0,044179	0,00505	3,44594E-05	14	34,63614	3,9592

Onde,

- n = número de inversores que antecedem o nó de ligação;
- R = resistência do condutor em pu;
- X = reactância do condutor em pu;
- B = susceptância do condutor em pu.

A Tabela 3-3 mostra os resultados do cálculo da impedância equivalente das linhas utilizando a metodologia proposta.

Tabela 3-3 - Resultados do cálculo da impedância equivalente das linhas.

Resultados	
Soma parcial de R	51,12261
Soma parcial de X	16,986095
N	14
Equivalente de Linhas	
Req	0,065207 pu
Xeq	0,021666 pu
Beq	3,09E-05 pu

Equivalente dos transformadores FV elevadores é calculado com base nas equações 28 e 29 e os respectivos parâmetros de cada transformador FV. A Tabela 3-4

Tabela 3-4 - Resultados do cálculo do equivalente dos transformadores FV elevadores.

Equivalente Transformadores Elevadores FV	
Z_Teq	5 %
MVA_Teq	7,7 MVA

O gerador único equivalente do modelo pretendido é apenas a soma da potência de saída do conjunto dos inversores solares FV. Tendo em conta que cada inversor consegue entregar cerca de 500kVA em condições ótimas, obtém-se 7 MVA de potência de saída para esta parte da central.

Conclui-se assim o cálculo do modelo equivalente de gerador único.

3.4.2 Validação do modelo

A utilização deste método simples é uma grande vantagem no que toca a estudos de trânsito de energia pelo que a validação do mesmo é necessária de modo a garantir que o modelo é o mais preciso possível quando comparado com o modelo real. De maneira a validar este modelo equivalente é utilizado o modelo real da parte da central em estudo e recorrendo ao *software* PSS®E da Siemens é calculado o trânsito de energia (*powerflow* - PF) para ambos os modelos.

O *software* Siemens PSS®E (*Power System Simulator for Engineering*) é dotado de modelos de vários constituintes essenciais presentes na rede que permitem simular redes de transporte de energia, pelo que é utilizado para diagnóstico e planeamento da rede elétrica através do cálculo de trânsito de energia em cenários determinísticos.

Para o modelo equivalente ser válido, o erro associado entre os resultados deve ser mínimo. Os resultados avaliados são a tensão e potência entregue no barramento à saída da central. A Figura 3.14

mostra os dados introduzidos do conjunto de linhas da parte da central em estudo que é submetida a simulação.

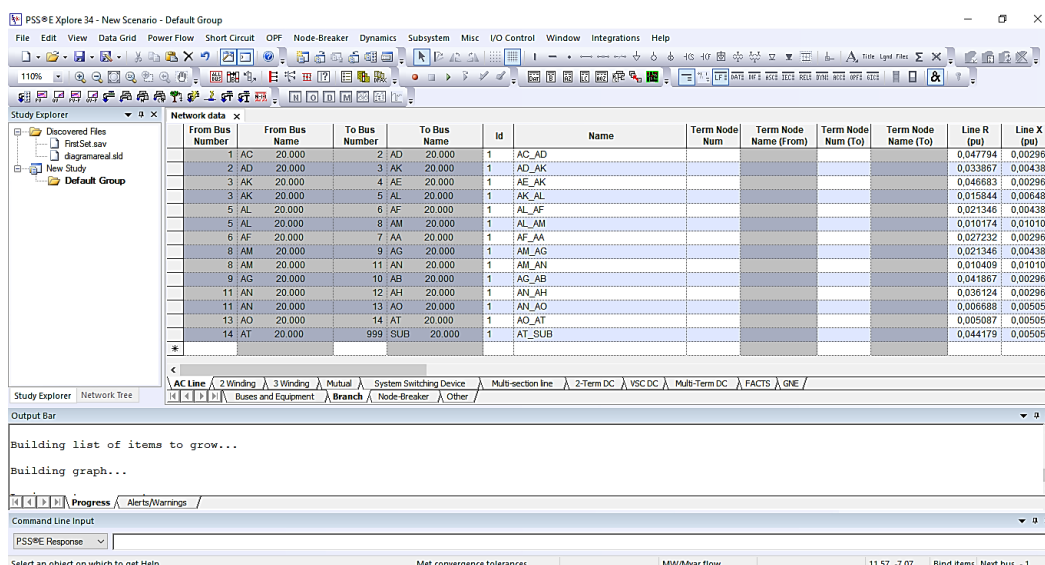


Figura 3.14 - Janela do programa PSS/E com dados introduzidos sobre a parte da central em estudo.

Para proceder à simulação é colocado um gerador de referência no ponto de interligação (POI), e simula-se a geração FV com uma carga negativa, que tem o valor de 7 MW no modelo equivalente e 500kW em cada inversor, mantendo a potência reativa a 0 MVar em ambos. É corrido o trânsito de energia para ambos os casos e são obtidos os resultados presentes na Tabela 3-5.

Tabela 3-5 - Resultados dos parâmetros medidos no POI durante a validação.

Casos Simulados	Parâmetros medidos no POI		
	Potência Activa (MW)	Potência Reactiva (MVar)	Tensão (p.u.)
Modelo Real	6,9683	0,3293	1,00
Modelo Equivalente	6,9682	0,3387	1,00

Ao analisar os resultados obtidos, estes são idênticos no que toca a potência ativa, reativa e tensão no barramento POI. Perante os resultados obtidos considera-se que o modelo é válido para estudos trânsito de energia, e irá ser a base de simulação desta dissertação.

4 Modos de Controlo de Tensão em Centrais Solares Fotovoltaicas

O controlo de tensão na rede elétrica é bastante importante pois está diretamente relacionado com a qualidade de serviço prestado. O nível de tensão deve obedecer a regulamentação imposta tal como referido no capítulo 2. Ao longo do dia, durante a operação da rede elétrica, a mesma experiencia momentos em que os níveis de tensão estão acima ou abaixo do nível estipulado. Esta variação de tensão pode ser minimizada por meio de controlo de energia reativa. Estes controlos devem ser aplicados em tempo real na rede elétrica. Neste capítulo, são mencionados e descritos os modos de controlo de reativa (e tensão) presentes em centrais solares FV, contribuindo assim para uma regulação de tensão dentro dos valores aceitáveis na rede elétrica.

4.1 Controlo de Tensão

4.1.1 Potência reativa vs nível de tensão

A potência reativa pode estar presente na rede elétrica em excesso ou em défice, esta provém dos geradores, que por sua vez podem absorver ou produzir reativa dependendo da sua corrente de excitação [3]. A reativa pode também ser mobilizada por meio de equipamentos que conseguem produzir ou absorver a mesma. Esta mobilização tende a contribuir para uma regulação do nível de tensão da rede elétrica.

De modo a entender o princípio que fundamenta a regulação de tensão através de potência reativa, [3] propõe um modelo simplificado do sistema de energia, que permite verificar a relação entre a tensão e a potência reativa.

O modelo simplificado do sistema de energia presente na Figura 4.1, parte da aplicação do teorema de Thévenin de modo a obter um circuito equivalente simples. Este é representado por um gerador, representado pela sua tensão em vazio U_0 , uma reactância X_T , que representa a linha de transporte e uma carga reativa variável que permite alterar o seu carácter entre capacitivo e indutivo. Este circuito é percorrido por uma corrente I_S .

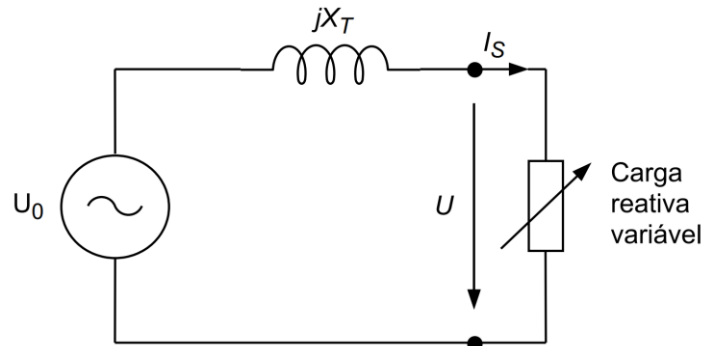


Figura 4.1 - Modelo simplificado do sistema de energia [3].

É possível traçar a característica tensão-corrente da carga reativa variável. A característica está ilustrada na Figura 4.2.

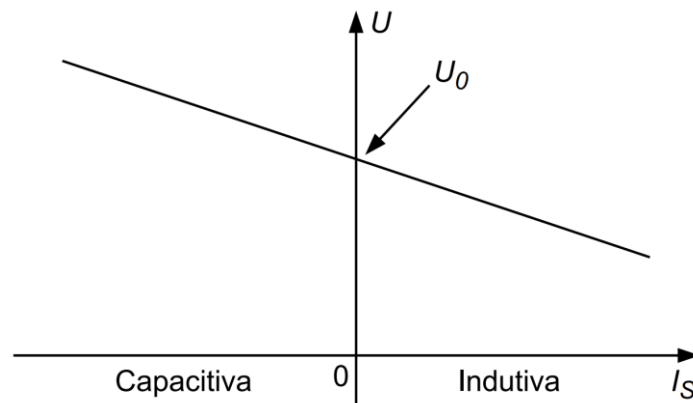


Figura 4.2 - Característica tensão-corrente carga reativa [3].

A relação dos parâmetros da característica é dada por:

$$U = U_0 - jX_T I_S \quad (31)$$

Sabendo que I_S é reativa pura (capacitiva ou indutiva), a relação também é dada por:

$$U = U_0 - X_T I_S \quad (32)$$

Sabendo que a corrente na carga, I_S é dada por:

$$I_S = \frac{Q}{U} \quad (33)$$

Em que Q representa a potência reativa. Obtém-se:

$$U = U_0 - \frac{X_T Q}{U} \quad (34)$$

Manipulando a expressão obtém-se:

$$U^2 - U_0U - X_TQ = 0 \quad (35)$$

Resulta então que, a queda de tensão aos terminais da carga reativa é dada por:

$$U = \frac{U_0}{2} + \sqrt{\left(\frac{U_0}{2}\right)^2 - X_TQ} \quad (36)$$

Na Eq. 34, é possível observar que a queda de tensão do sistema é dada por:

$$\Delta U = \frac{X_TQ}{U} \quad (37)$$

Esta relação permite de forma simples relacionar em que medida a potência reativa que transita na rede elétrica pode contribuir para a alteração do nível de tensão. É possível dimensionar equipamentos que por meio de compensação de potência reativa, contribuam para uma regulação do nível de tensão. O efeito de compensação na carga devido à introdução de bancos de condensadores, de carga equivalente Q_c , produz um efeito de compensação na carga ($Q - Q_c$), que por consequência irá provocar uma diminuição de ΔU .

4.1.2 Modos de regulação do nível de tensão

A regulação ou controlo de tensão pode ser feita principalmente de duas maneiras:

- Transformadores com regulação/comutação tomadas;
- Controlo de potência reativa através de equipamentos de compensação (ex: condensadores).

Os transformadores com comutadores de tomadas são utilizados normalmente de maneira a ajustar a tensão de um dos enrolamentos de forma a elevar ou reduzir a tensão, compensando as variações de tensão na rede elétrica. Por norma a regulação encontra-se no enrolamento com a tensão mais elevada, que corresponde ao enrolamento com menor intensidade de corrente [3].

Os equipamentos de compensação de potência reativa presentes em redes de energia elétrica permitem compensar as flutuações de tensão na rede, contribuindo assim para a sua correta operação. Segundo [3], alguns exemplos de equipamentos que permitem efetuar esta compensação são:

- Condensadores em derivação que permitem compensar (produzir) a potência reativa consumida pelas linhas e pelas cargas. Estas permitem elevar a tensão.
- Bobinas em derivação permitem uma absorção de potência reativa, contribuindo para manter o nível de tensão baixo, reduzindo-o.

- Compensadores síncronos consistem em motores síncronos que permitem produzir ou consumir energia reativa consoante a intensidade de corrente de excitação. Estes motores funcionam em vazio.
- Compensadores estáticos permitem absorver ou produzir energia reativa através da comutação dos componentes de eletrónica de potência que o constituem. Estes são constituídos por bobinas controladas por tirístores e condensadores fixos. O facto de estes não terem partes em movimento, são designados estáticos.
- Inversores FV permitem através do controlo da comutação dos semicondutores, produzir ou absorver energia reativa de maneira flexível.

Estes são os modos tradicionais de controlo de potência reativa.

Tendo em conta a natureza de uma central SFV, esta tem ao seu dispor um vasto número de inversores FV encarregues de entregar a energia produzida à rede elétrica. Estes inversores, dada a sua constituição eletrónica, têm a capacidade de produzir ou absorver energia reativa. As suas características são alvo de estudo nos subcapítulos seguintes.

4.2 Inversores solares fotovoltaicos

Os inversores solares fotovoltaicos são uma componente chave de qualquer instalação SFV como referido no capítulo 3. Estes são capazes de controlar o tipo e a forma de onda de saída com base nos parâmetros de configuração do inversor. Estes parâmetros são fundamentais pois permitem que a energia de saída respeite todos os requisitos da rede elétrica.

4.2.1 Arquitetura de um inversor FV

Um inversor fotovoltaico na sua composição consiste em diversos blocos, tendo cada um destes uma função indispensável ao funcionamento do inversor [23]. A arquitetura geral de um inversor está representada na Figura 4.3.

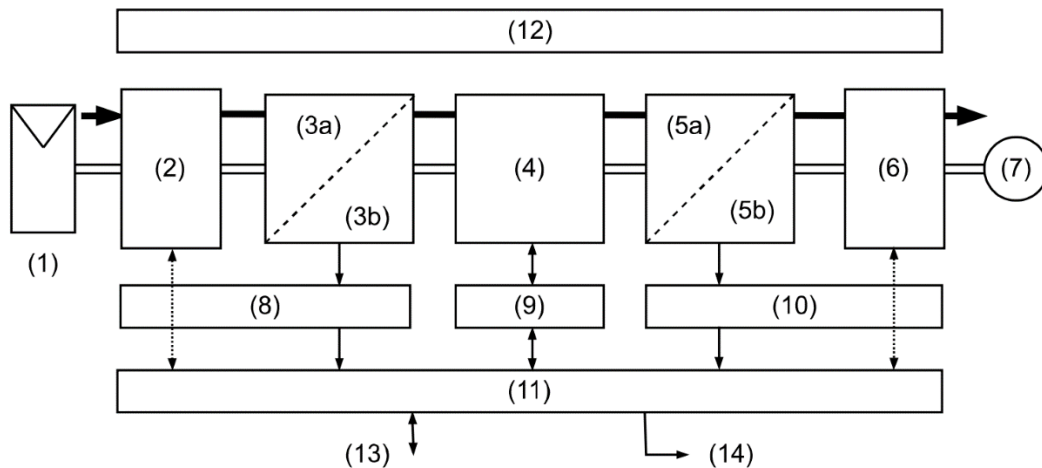


Figura 4.3 - Arquitetura geral de um inversor solar FV [23].

Segundo [23], esta arquitetura geral de um inversor começa com a injeção de energia por parte de um gerador solar FV (1), seguido pelas proteções e interruptor de corte do lado DC (2) e do lado AC (6), filtro contra interferências eletromagnéticas do lado DC (3a, 3b) e do lado AC (5a, 5b). O coração do inversor é representado por um bloco de eletrônica de potência (4). Estes componentes interagem com equipamentos de medida DC (8) e AC (10), partilhando toda esta informação entre hardware e unidade de controlo (11) através de *drivers* (9). A unidade de controlo permite controlar o gerador de pulsos que comanda a eletrônica de potência através de comutação dos semicondutores nela presentes responsável por fazer a conversão entre a corrente contínua e corrente alternada. Permite também controlar o algoritmo de MPPT permitindo que o inversor injete na rede elétrica (7) a potência máxima em cada instante. A unidade de controlo recebe parâmetros que permitem colocar o inversor no ponto de funcionamento pretendido bem como definir as funcionalidades do mesmo (13), exibindo/transmitindo, em tempo real informações necessárias (14). Para completar a arquitetura, este também contém elementos de dissipação de calor (12).

4.2.2 Funcionalidades de um inversor FV

Todos os blocos mencionados sobre a arquitetura de um inversor fazem parte da lista de funcionalidades que os inversores atuais têm à disposição. Estas funcionalidades passam desde o controlo da própria geração fotovoltaica, ou seja, a quantidade de potência aparente que está a ser entregue em cada momento, bem como instrumento de medição DC e AC, proteção dos componentes da instalação solar FV, e também como dispositivo de comunicação entre o utilizador, rede elétrica e outros. Todas estas funcionalidades permitem que um inversor solar atual seja mais do que apenas um conversor de corrente contínua para corrente alternada [23].

O módulo de controlo num inversor possui funcionalidades tais como o facto de os inversores atuais permitirem um ajuste do $\cos(\varphi)$ ou fator de potência. Este ajuste permite controlar o valor de

potência ativa e reativa que transita entre a central SFV e a rede elétrica, contribuindo assim para uma regulação de tensão do barramento do ponto de interligação. Este tipo de controlo de tensão é analisado no subcapítulo 4.3.

4.2.3 Capacidade de mobilização de potência reativa de um inversor FV

As centrais solares fotovoltaicas e outras instalações ligadas à rede elétrica, principalmente na distribuição, operam geralmente com um fator de potência unitário, injetando apenas potência ativa na rede elétrica. Em instalações FV de menor potência instalada, os seus respetivos inversores por norma não são dimensionados para produzir ou absorver potência reativa. Por outro lado, os inversores de instalações de maior potência instalada, como centrais SFV, apresentam capacidade de produzir ou absorver potência reativa, devido a apresentarem um fator de potência regulável [15].

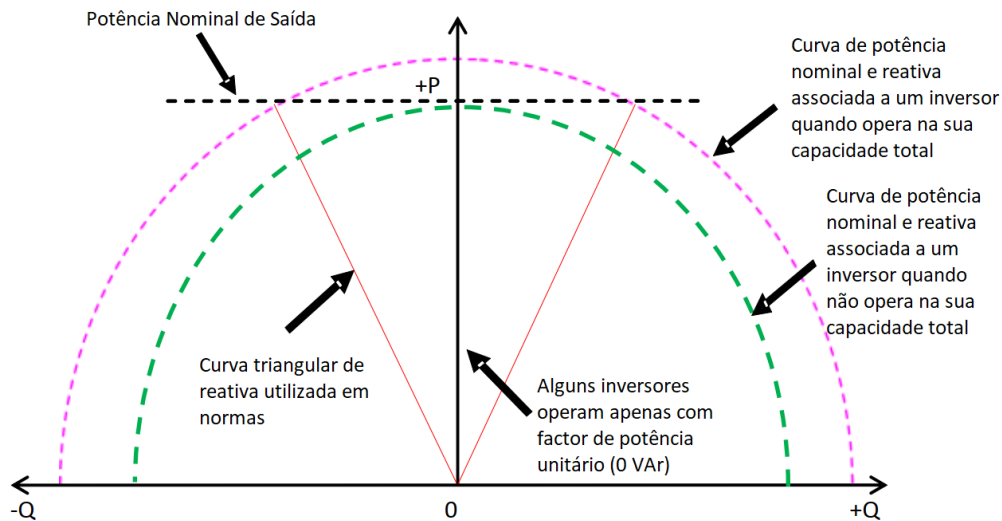


Figura 4.4 - Exemplos da capacidade de mobilização de reativa e curvas de funcionamento de inversores com ou sem fator de potência regulável. Adaptado de [15]

Exemplos de curvas de funcionamento que demonstram a capacidade de mobilização de reativa para um inversor FV estão ilustradas na Figura 4.4.

Os inversores FV são dispositivos são dimensionados para funcionar entre 90% e 110% da sua tensão nominal. Estes limites podem afetar a produção de reativa quando o inversor funciona com 110% da sua tensão nominal, pelo que o inversor não tem capacidade para injetar potência reativa na rede elétrica. Isto deve-se ao facto de quando a tensão excede o valor nominal, a unidade de controlo do inversor restringe a injeção de potência reativa [16]. De modo a garantir todo o alcance de reativa do inversor, este deve estar a funcionar à tensão nominal[15].

O inversor FV pode também produzir ou absorver reativa em condições de ausência de sol, funcionando como um compensador estático, referido anteriormente[15].

Segundo [24], [25], a capacidade para produzir ou absorver potência reativa de um inversor, bem como potência ativa podem ser representadas por meio de vetores Q , P respetivamente como ilustrado na Figura 4.5.

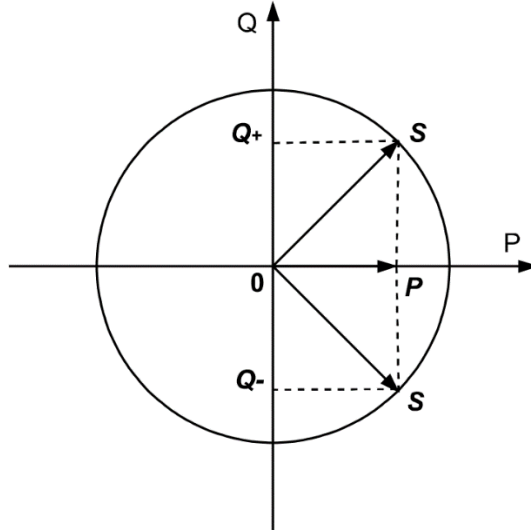


Figura 4.5 – Capacidade de mobilização de potência reativa de um inversor e respetivo vetor de potência aparente. Adaptado de [24].

Sabendo que a potência aparente, S , é dada por:

$$S^2 = P^2 + jQ^2 \quad (38)$$

Resulta que a potência entregue pelo inversor à rede elétrica é dada por:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = UI \quad (39)$$

Sabendo que o inversor pode absorver ($-Q$) ou produzir ($+Q$) potência reativa, esta é limitada ao longo do intervalo de operação do inversor. Esses limites são dados por:

$$-\sqrt{S^2 - P^2} \leq Q \leq +\sqrt{S^2 - P^2} \quad (40)$$

Tendo em conta os limites de potência reativa do inversor FV descritos na Eq. 40, é possível, por meios de controlo adicionais, controlar e saber a quantidade de energia reativa a mobilizar de modo a contribuir para um controlo de potência reativa, bem como, para um controlo de tensão. Estes tipos de controlo são implementados consoante as normas e requisitos em vigor [15], [24], [25].

4.3 Modos de controlo de tensão

4.3.1 Controlo de potência reativa e fator de potência

O controlo de potência reativa consiste em manter dentro de limites especificados, o fluxo de potência reativa. Por norma um limite de reativa é fixado para um determinado barramento.

O controlo do fator de potência, consiste no controlo em cada instante do valor de potência reativa face à potência ativa gerada. Este valor permite manter um rácio entre potência ativa e reativa constante, garantindo também, que a potência aparente S apresente uma componente ativa muito superior à componente reativa.

Estes modos de controlo de reativa estão ilustrados na Figura 4.6, estes permitem contribuir para uma regulação do nível de tensão, sendo utilizados em conjunto, sendo aplicados a geradores, cargas e equipamentos de compensação de energia reativa. Os tracejados presentes na Figura 4.6 representam os pontos de funcionamento possíveis para determinado tipo de controlo, sendo que estes coincidem com as curvas a tracejado.

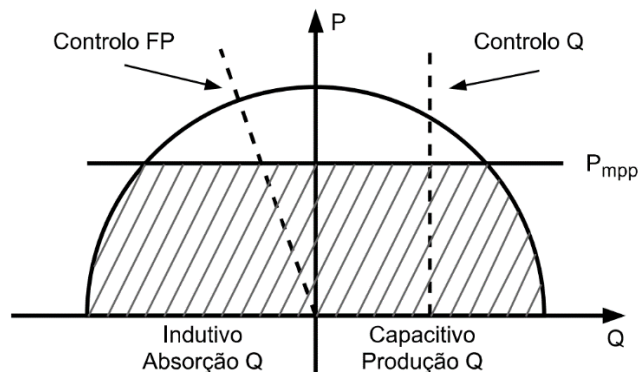


Figura 4.6 - Características do controlo de fator de potência (avanço) e controlo de reativa Q (atraso) com exemplo do ponto de máxima potência (P_{mpp}) em determinado instante.

4.3.2 Controlo de tensão-reativa ou controlo Volt/VAr

O controlo de tensão-reativa ou *Voltage Droop Control (VDC)*, também conhecido por controlo Volt/Var, segue uma característica linear entre dois pontos de tensão em função de um intervalo de energia reativa [26]. Estes pontos de tensão U_{max} e U_{min} são valores limites, estipulados pelo operador da rede onde a central SFV se liga. É imposto que o nível de tensão deve oscilar entre estes limites, devendo-se manter o mais estável possível. O intervalo de reativa ΔQ , está limitado por $-\Delta Q_{max}$ e ΔQ_{max} . Este intervalo representa a capacidade de produzir ou absorver energia reativa.

Os inversores FV, como referido anteriormente, devido à sua constituição eletrónica, permitem a mobilização de reativa, isto é, permitem absorver ou produzir potência reativa. Tendo isto em conta, este modo de controlo de tensão quando implementado, aproveita o potencial dos inversores FV, permitindo aumentar ou reduzir o valor de tensão em função da energia reativa mobilizada [15], [26]. A Figura 4.7 mostra a curva característica de controlo de tensão-reativa, onde se verifica que o intervalo de tensão está linearmente relacionado com o intervalo de potência reativa.

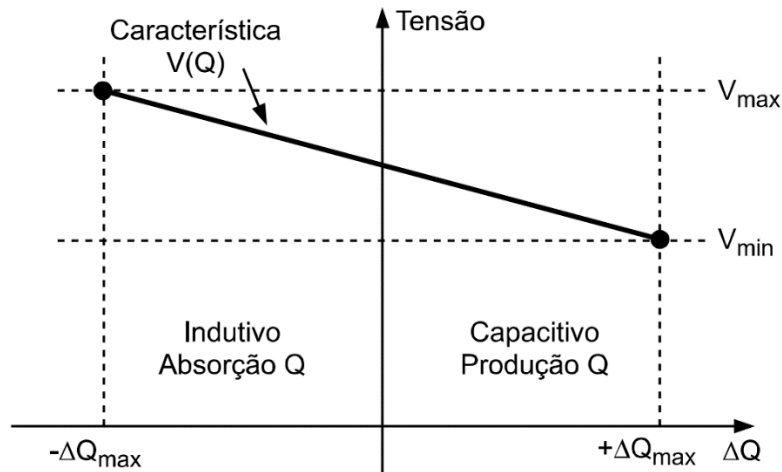


Figura 4.7 - Curva característica de controlo de tensão-reativa (*Voltage Droop Control - VDC*) ou controlo Volt/Var.

Este modo de controlo quando aplicado a inversores FV, segundo [26], permite controlar e regular o nível de tensão dentro dos limites impostos com sucesso, pelo que será alvo de implementação para um caso real, nomeadamente uma central SFV, no capítulo 5.

5 Aplicação a Central Solar Fotovoltaica

Este capítulo pretende aplicar toda a metodologia de obtenção de um equivalente para centrais SFV para estudos de planeamento da rede elétrica em regime permanente previamente abordado no capítulo 3, bem como ilustrar um modo de controlo de tensão, utilizando a tecnologia pré-existente numa central SFV, nomeadamente os inversores FV. A metodologia de controlo de tensão é *Voltage Droop Control*, tendo como objetivo identificar em que medida, quando aplicado a um caso real este contribui, de forma positiva, para um controlo da tensão.

A utilização de dados reais em simulações é um ponto chave desta dissertação, em que permite fazer diversas comparações entre os dados reais e os simulados, contribuindo assim para obter conclusões pertinentes e fundamentadas. Para a realização das simulações presentes nos subcapítulos seguintes, são utilizados um conjunto de dados da injeção na rede elétrica por parte da central FV.

5.1 Características Principais da Central de Amareleja

A central solar FV de Amareleja, localizada em Moura, Portugal, foi um projeto ambicioso, construída pela proprietária ACCIONA Energy, que é um grupo líder mundial em energias renováveis. A Mitsubishi Corporation tem uma participação de 34% na sociedade promotora. Esta foi construída em 2008 e conta com uma potência instalada de 46 MWp utilizando a tecnologia de seguimento solar, produz cerca de 93 GWh por ano, que é equivalente para alimentar cerca de 30000 lares. A central conta com cerca de 2520 seguidores solares azimutais, cuja tecnologia é proprietária. Ao todo, totalizam 262080 módulos FV. A tecnologia de seguimento solar permite, como o nome indica, acompanhar automaticamente a trajetória do sol, otimizando a produção de energia todos os dias do ano. Até à data da sua construção, foi a maior central construída no mundo utilizando esta tecnologia [10].

Todos estes componentes combinados constituem a central de Amareleja. Um esquema simples do funcionamento da central está representado na Figura 5.1.

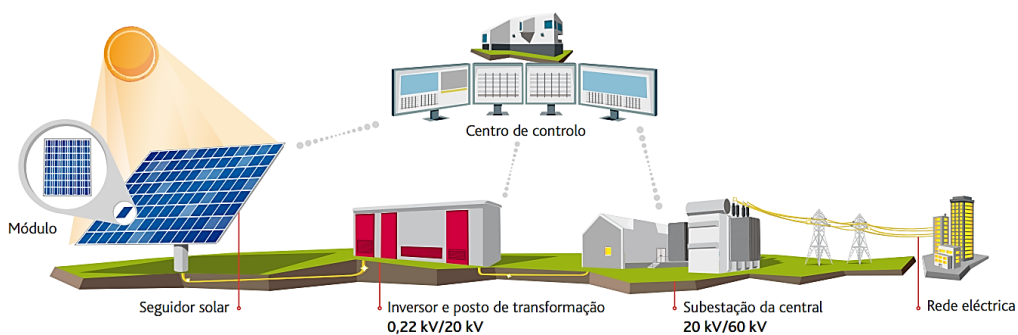


Figura 5.1 - Esquema simples do funcionamento da central de Amareleja [22].

A central de Amareleja, na sua constituição⁵, segundo [22], conta com:

Seguidor:

- 2520 seguidores solares Acciona Buskil k18
- Dimensões: 13,05x10,78 m
- Superfície: 140,76 m²
- Altura até à coroa: 5,81m
- Potência: 18720 Wp
- Ângulo de inclinação: 45°
- Rotação de orientação azimutal: +/- 135 Este-Oeste
- Resistência a ventos até 140km/h

Módulos:

- Potência de pico: 45,78 MWp
- 262080 módulos, modelo YL-170⁶ e YL-180⁷;
- Módulos por seguidor: 104;
- Dimensões: 1,335 × 0,99 m;
- Células policristalinas por módulo: 48;
- Total de células: 12579840.

⁵ Informação pública disponível no Anexo A1

⁶Ficha técnica disponível em: <http://www.solardesigntool.com/components/module-panel-solar/Yingli-Solar/266/YL170P-23b/specification-data-sheet.html>

⁷Ficha técnica disponível em: <http://www.solardesigntool.com/components/module-panel-solar/Yingli-Solar/268/YL180P-23b/specification-data-sheet.html>

Inversores:

- 70 inversores de 500kW, Ingecon Sun 4x125TL⁸
 - FP ajustável, $S_{\max_inv}=500$ KVA, $S_{\max_tot}=35$ MVA
- Cada recebe energia de 36 seguidores

Postos de transformação:

- 70 transformadores elevadores de tensão:
 - Potência nominal 550 kVA cada;
 - Impedância curto circuito 5% cada.
- Elevam a tensão de 0,22 kV para 20 kV.

Centro de controlo:

- Monitoriza e controla o funcionamento de toda a central.

Subestação da central:

- Transformador Subestação:
 - Potência nominal 40 MVA
 - Impedância de curto-circuito 10%
 - 20/60 kV.

Dados públicos sobre as características acima apresentadas encontram-se no Anexo A1.

5.2 Modelo equivalente da central SFV

O capítulo 3 menciona uma metodologia que permite modelizar centrais SFV através de um modelo equivalente simples de gerador único. Esta metodologia foi previamente validada no mesmo capítulo, tornando-a apta para estudos de planeamento da rede em regime permanente. Esta metodologia será aplicada à central de Amareleja na sua totalidade.

5.2.1 Modelização em regime permanente

Para modelizar a central SFV parte-se de diagramas unifilares do parque e os dados principais da central de Amareleja mencionados no subcapítulo 5.1. O objetivo é chegar a um modelo equivalente simples de gerador único, como mostra a Figura 3.8 referida no capítulo 3.

⁸ Ficha técnica disponível em: <https://www.ingeteam.com/Download/1028/attachment/ingecon-sun-power-tl-u-outdoor.pdf.aspx>

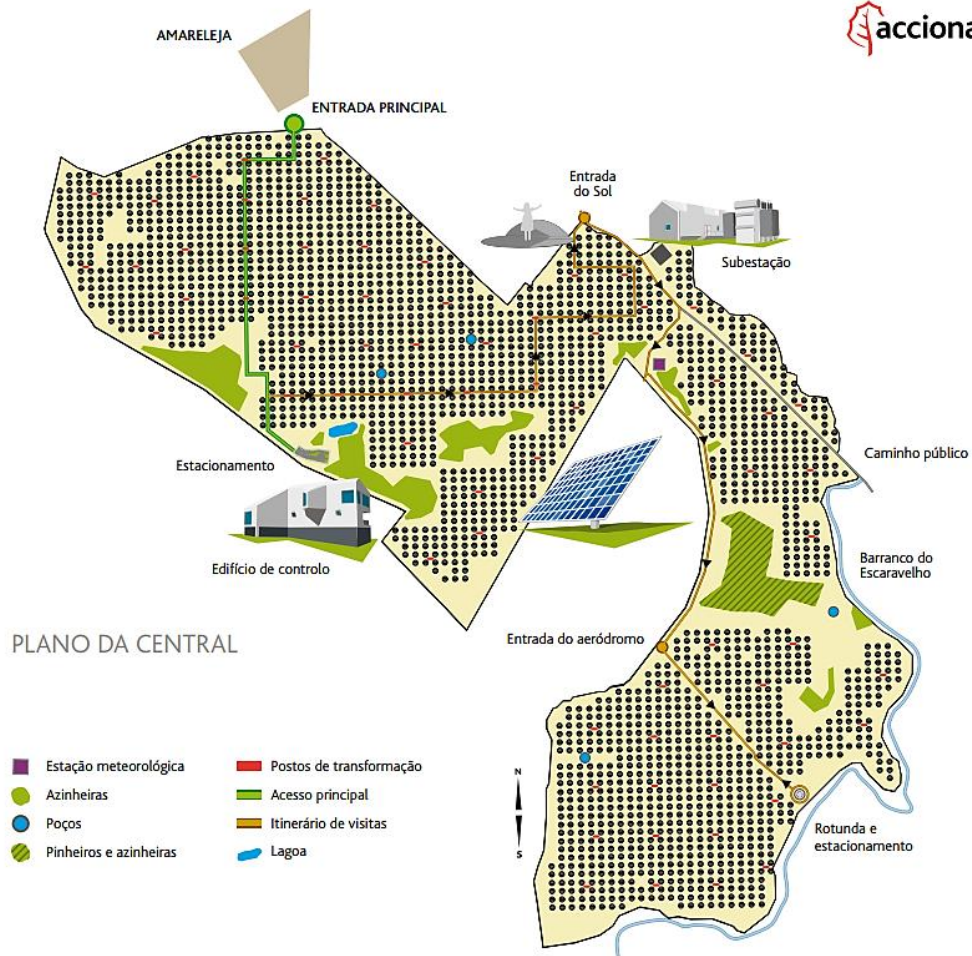


Figura 5.2 - Planta da central de Amareleja [22].

A Figura 5.2 ilustra a planta da central de Amareleja. Esta é o ponto de partida, em conjunto com os diagramas unifilares, para a aplicação do modelo. Através dos diagramas unifilares é possível traçar os ramos que ligam a central, estes estão representados na Figura 5.3.

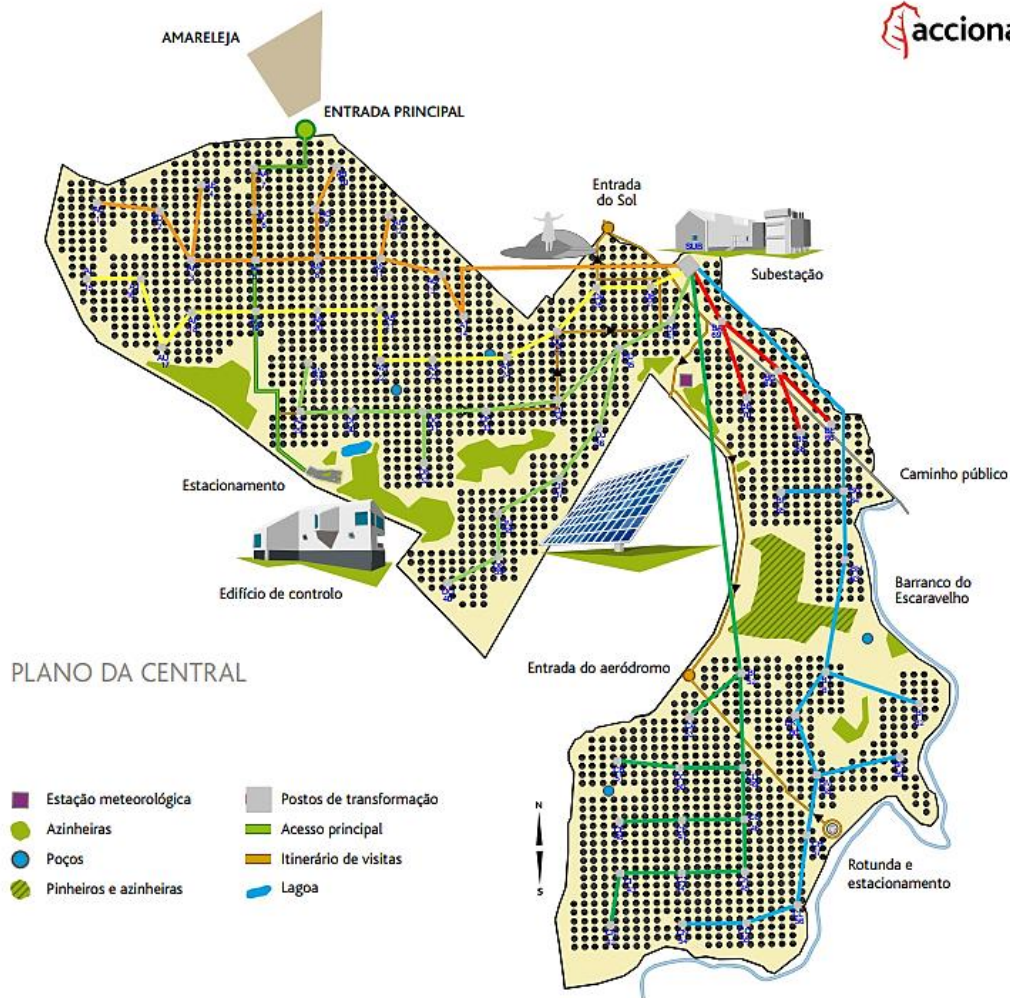


Figura 5.3 – Ramos de ligação entre postos de transformação e subestação da central de Amareleja.

O gerador único é modelizado de acordo com o equivalente da potência instalada da central de Amareleja, o que corresponde a 45,78 MWp.

Aplicando a metodologia, obtém-se o equivalente de linhas representado na Tabela 5-1 e o equivalente dos transformadores elevadores de tensão FV representado na Tabela 5-2. Dados sobre o modelo equivalente completo do parque podem ser encontrados no Anexo A2.

Tabela 5-1 - Equivalente de linhas da central de Amareleja.

Equivalente de Linhas		
Req	0,013416	pu
Xeq	0,005317	pu
Beq	0,000544	pu

Onde,

- R_{eq} = resistência equivalente;
- X_{eq} = reactância equivalente;
- B_{eq} = susceptância equivalente.
- $|S_{base}| = 100 \text{ MVA}$.
- $|U_{base}| = 20 \text{ kV}$.

Tabela 5-2 - Equivalente dos transformadores elevadores de tensão FV.

Equivalente Transformadores Elevadores FV		
Z_{Teq}	5	%
MVA_{Teq}	38,5	MVA

Onde,

- Z_{Teq} = Impedância curto-circuito equivalente do transformador FV;
- MVA_{Teq} = Potência nominal equivalente do transformador FV.

O transformador da subestação é modelizado utilizando a mesma metodologia, sendo que devido a ser apenas um transformador, o seu equivalente é o próprio transformador.

O cálculo do modelo equivalente de gerador único para centrais SFV fica concluído. Este modelo será utilizado em conjunto com a ferramenta SIEMENS PSS®E, que permite efetuar o cálculo do trânsito de energia. Este modelo será utilizado, em conjunto com diversos modos de controlo de tensão, para simular vários cenários pertinentes, utilizando um perfil de produção da central de Amareleja. Os modos de controlo de tensão são:

- Controlo pré-existente;
- $\tan(\varphi)$;
- *Voltage Droop Control*.

As simulações com os diferentes modos de controlo, para diferentes tipos de ligação a redes elétricas, nomeadamente, fracas, médias e fortes, permitem retirar um perfil de tensões e fazer comparações entre elas. Estas comparações permitem ilustrar as vantagens e inconvenientes de cada modo de controlo e respetiva ligação à rede.

5.3 Voltage Droop Control

Com o modelo equivalente da central calculado é possível aplicar o conceito de *Voltage Droop Control*. Este é um método de controlo de tensão, que tem por base a tecnologia existente nos inversores das centrais FV. Como referido no capítulo 4, este altera a tensão linearmente com a absorção ou produção de energia reativa. A aplicação deste modo de controlo de tensão terá como objetivo permitir, em simulações baseadas em perfis de geração reais, as vantagens deste modo de controlo face aos métodos de controlo pré existentes, verificando também se este cumpre o estipulado no código europeu de ligação de geradores.

5.3.1 Arquitetura e ambiente de simulação

De maneira a simular o conceito de *Voltage Droop Control*, é necessário definir as ferramentas que constituem o ambiente de simulação a utilizar de modo a permitir efetuar simulações de casos reais. As ferramentas utilizadas são:

- Microsoft Excel: Para recolha/leitura de dados reais de produção da central e posterior escrita dos resultados como perfil de tensões, entre cálculo de indicadores de desempenho desenvolvidos.
- Siemens PSS®E: Permite o cálculo de trânsito de energia em uma rede ou cenário determinístico, como referido no capítulo 3. Este cálculo permite retirar o perfil de tensões nodais e verificar o desempenho de cada diferente modo de controlo.
- Eclipse: Ambiente de programação a utilizar, cuja linguagem é Python.
- Python: Linguagem de programação escolhida, que permite implementar o conceito de VDC.

A arquitetura de simulação para modos de controlo de tensão é a junção das ferramentas ou *softwares* utilizados. Parte-se do ambiente de programação Eclipse, que irá permitir o funcionamento da linguagem de programação Python que acede ao Siemens PSS®E internamente através de comandos Python. O Python também irá ler/escrever um ficheiro Excel que irá conter todos os dados pertinentes à simulação. A arquitetura de simulação está representada na Figura 5.4.

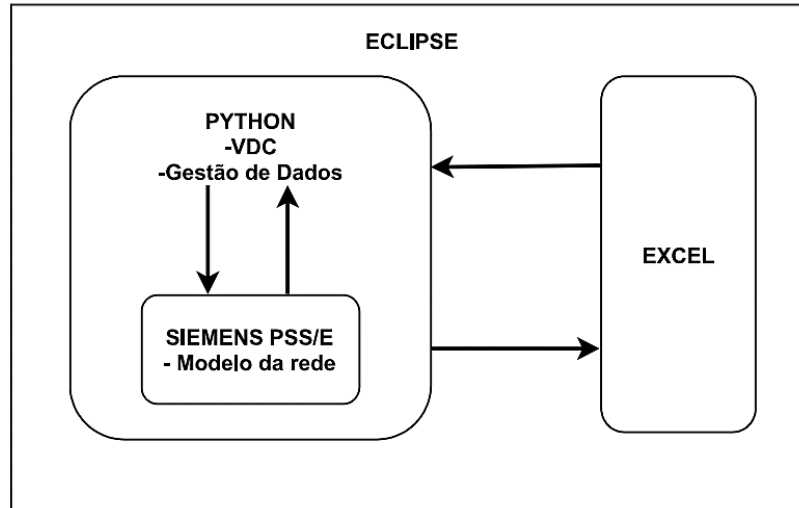


Figura 5.4 - Arquitetura de simulação para modos de controle de tensão.

O ambiente de programação Eclipse é utilizado para desenvolver todo o código em Python necessário para a simulação.

5.3.2 Metodologia de VDC

Para implementar o VDC é necessário entender os parâmetros necessários. O capítulo 4 explica o conceito de VDC, e a forma como este, através de uma regulação linear da energia reativa, implica uma mudança no nível de tensão. Se a tensão no barramento estiver alta, perto de U_{max} , é necessário dar informação ao inversor para absorver potência reativa. Se a tensão no barramento estiver baixa, perto de U_{min} , é necessário configurar o inversor para produzir potência reativa.

De maneira a calcular o valor de potência reativa máxima, Q_{max} , podemos recorrer a:

$$Q_{max} = \sin(\varphi) \cdot S_{inv} \quad (41)$$

Onde,

- Q_{max} = valor máximo de potência reativa que o inversor pode disponibilizar em determinado instante.
- S_{inv} = valor de potência aparente total máxima entregue pelos inversores em determinado instante.
- φ = ângulo de fase entre tensão e corrente.

A Tabela 5-5 contém os resultados referente ao cálculo de Q_{max} , assumindo que o inversor instalado permite um ajuste do fator de potência até 0,6. Isto implica que o máximo que o inversor consegue absorver ou produzir potência reativa, está compreendido em um intervalo de $-Q_{max}$ a $+Q_{max}$, como verificado anteriormente. A Tabela 5-3 contém o intervalo de operação do inversor.

Tabela 5-3 - Intervalo de operação do inversor para diferentes valores de Pmax e Qmax até FP = 0,6.

Smax [MVA]	Pmax [MW]	-Qmax [MVAr]	Qmax [MVAr]	cos(φ)	sin(φ)	tg(φ)
35,00	35,00	0,00	0,00	1,00	0,00	0,00
35,00	33,25	-10,93	10,93	0,95	0,31	0,33
35,00	31,50	-15,26	15,26	0,90	0,44	0,48
35,00	29,75	-18,44	18,44	0,85	0,53	0,62
35,00	28,00	-21,00	21,00	0,80	0,60	0,75
35,00	26,25	-23,15	23,15	0,75	0,66	0,88
35,00	24,50	-24,99	24,99	0,70	0,71	1,02
35,00	22,75	-26,60	26,60	0,65	0,76	1,17
35,00	21,00	-28,00	28,00	0,60	0,80	1,33
35,00	19,25	-28,00	28,00	0,60	0,80	1,45
35,00	17,50	-28,00	28,00	0,60	0,80	1,60
35,00	15,75	-28,00	28,00	0,60	0,80	1,78
35,00	14,00	-28,00	28,00	0,60	0,80	2,00
35,00	12,25	-28,00	28,00	0,60	0,80	2,29
35,00	10,50	-28,00	28,00	0,60	0,80	2,67
35,00	8,75	-28,00	28,00	0,60	0,80	3,20
35,00	7,00	-28,00	28,00	0,60	0,80	4,00
35,00	5,25	-28,00	28,00	0,60	0,80	5,33
35,00	3,50	-28,00	28,00	0,60	0,80	8,00
35,00	1,75	-28,00	28,00	0,60	0,80	16,00
35,00	0,00	-28,00	28,00	0,60	0,80	-

A Figura 5.5 representa os diversos pontos de operação do inversor, na gama de produção de potência ativa FV, sendo que 35MW é o máximo teórico que o inversor pode injetar na rede. Note-se que os inversores FV atuais têm capacidade para trabalharem sobredimensionados, chegando a injetar na rede elétrica um valor de potência ativa superior ao estipulado na ficha técnica (*data sheet*) do inversor, comprometendo apenas o rendimento e aumentando as perdas por efeito de Joule.

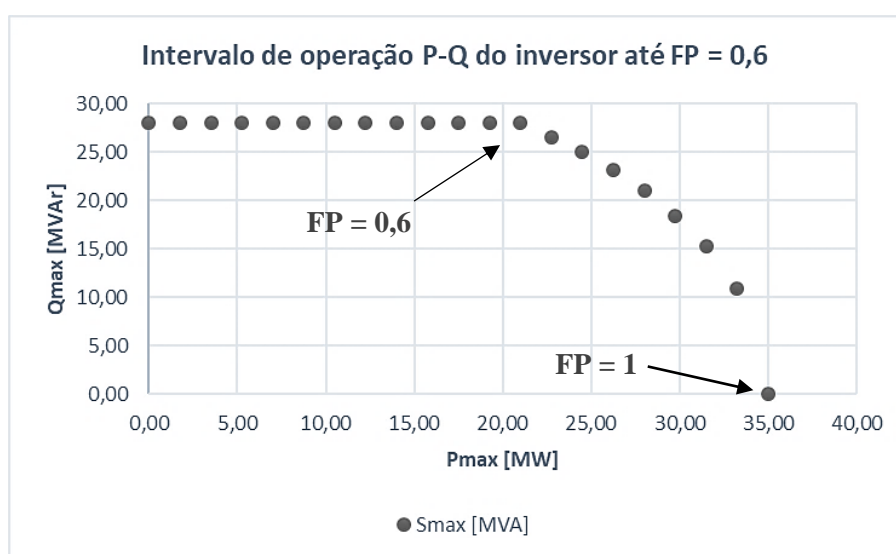


Figura 5.5 - Intervalo de operação P-Q do inversor até FP = 0,6.

Tendo em conta a gama de operação do inversor referido na Tabela 5-3, é de notar que existe uma curva/característica tensão-reativa para cada valor de potência ativa em determinado intervalo de tempo. A Figura 5.6 ilustra exemplos das diferentes características tensão-reativa que permitem controlar o nível de tensão linearmente. Quando a central SFV está a produzir na sua capacidade total, o equivalente a cerca de 35 MW, implica que a potência aparente de saída será 35 MVA e a respetiva potência reativa será 0 MVar, garantindo um fator de potência unitário. Este caso impossibilita o inversor de efetuar qualquer tipo de controlo de tensão pois o intervalo de reativa é 0. Neste caso, se fosse necessário efetuar controlo de tensão é necessário recorrer a outros modos de regulação de tensão referidos no capítulo 4.

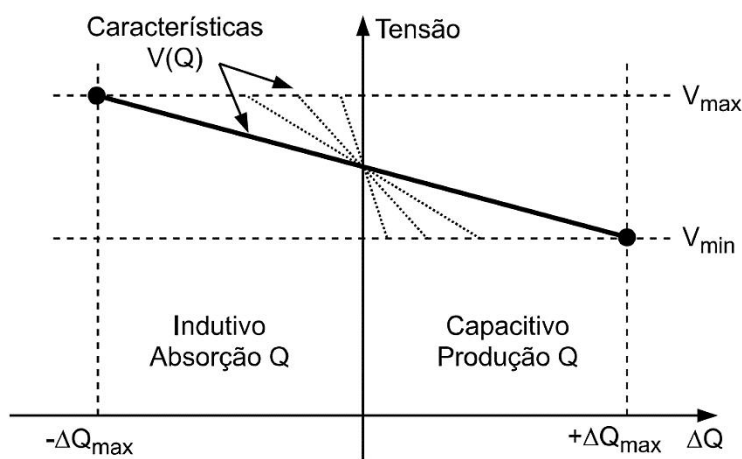


Figura 5.6 – Diferentes características tensão-reativas associadas a cada ponto de funcionamento do inversor a serem calculadas.

5.3.3 Implementação de VDC

A implementação de VDC requer que característica linear do VDC seja construída a partir de limites de tensão estipulados na Tabela 5-4 e do valor de potência reativa máxima, Q_{max} , que o inversor consegue produzir em determinado instante, como mostra a Eq. 40.

Tabela 5-4 - Limites de tensão estipulados.

Limites de Tensão (pu)	
U _{min}	0,95
U _{max}	1,05

Assumindo que o fator de potência em determinado instante 0,95, é possível calcular a característica tensão-reativa associada, com os dados da Tabela 5-4 e Tabela 5-5.

Tabela 5-5 - Cálculo de Q_{max} .

Cálculo de Q_{max}		
S _{inv}	35	MVA
cos(φ)	0,95	-
Q_{max}	10,93	MVar

A característica tensão-reativa, para $FP = 0,95$, está ilustrada na Figura 5.7. Podemos concluir através de inspeção da característica calculada que se a tensão for 1,05 p.u. esta irá comunicar ao inversor que deve absorver 10,93 MVar de potência reativa de maneira a reduzir o nível de tensão para perto do nível ideal (1,0 p.u.). Note-se que isto não implica que a tensão irá convergir diretamente para o valor ideal, pois diferentes valores de potência reativa produzidos ou absorvidos provocam diferentes resultados no nível de tensão final.

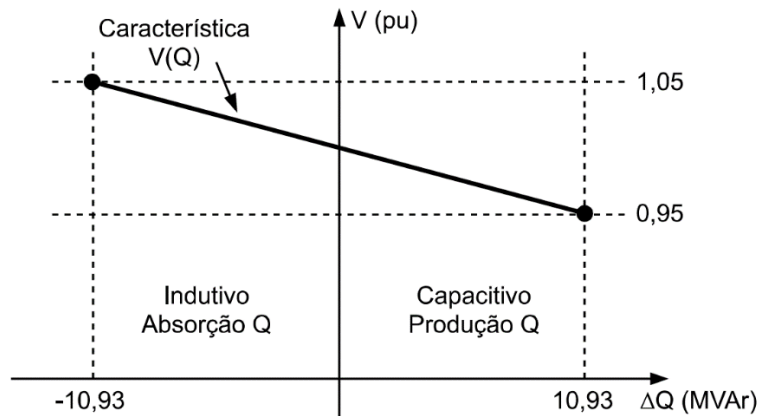


Figura 5.7 – Exemplo de característica tensão-reativa calculada para $FP = 0,95$.

Tendo em conta que o modo de controlo de tensão é executado em tempo real, este permite em cada instante monitorizar o nível de tensão da rede e provocar as alterações, se necessárias, de modo a contribuir para o nível de tensão ideal.

A implementação de VDC em ambiente de simulação, parte da utilização da arquitetura referida na secção 5.3.1. A Figura 5.8 representa o fluxograma, que identifica os diferentes passos programados em Python, que permitem simular os casos pretendidos.

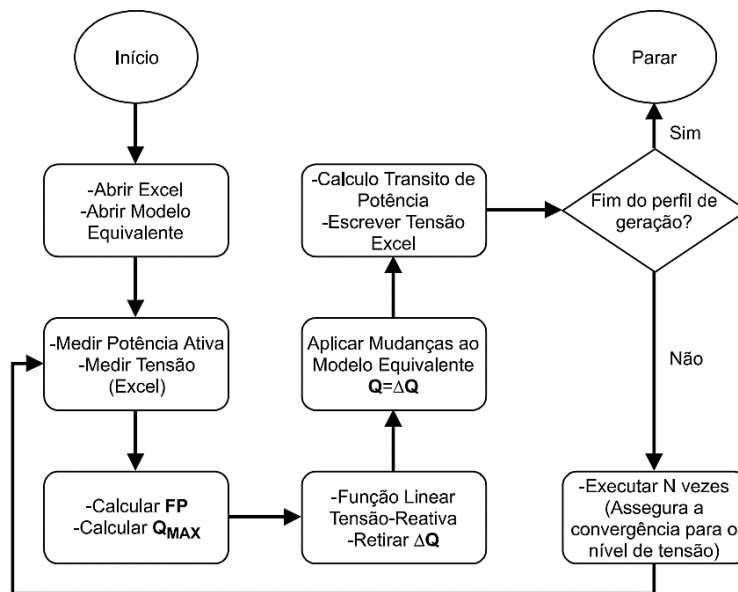


Figura 5.8 - Fluxograma do script para simulação de VDC.

O script utilizado divide-se em 3 fases:

- Início do ambiente de programação, que consiste na abertura do ficheiro que contém os dados reais sobre o perfil de geração da central SFV de Amareleja e abertura do modelo equivalente gerador único da central. Este modelo é carregado para memória através de comandos Python que fazem a ponte com o PSS®E.
- Leitura e implementação de VDC, que consiste na leitura dos parâmetros necessários como a potência ativa e tensão do barramento. Estes são utilizados para calcular parâmetros necessários de entrada, como Q_{max} para a função que irá gerar a característica associada de *Voltage Droop Control*, que irá produzir o output de ΔQ . O ΔQ será então alterado nas configurações do modelo equivalente e é calculado o trânsito de energia de maneira a retirar as tensões nodais N vezes. A cada vez que é corrido o trânsito de energia utiliza-se um fator limitador de 0,5 para ΔQ , reduzindo-o a metade. Este fator, por meio de simulação prova assegurar a convergência para o nível de tensão ideal e evita flutuações bruscas do nível de tensão. Tendo em conta que o perfil de geração é medido em frações de tempo de 15 em 15 minutos. Efetuar esta limitação 1 vez por minuto, ou seja, $N=15$, produz os efeitos desejados de modo a garantir convergência do método. Mantendo o valor do fator limitador constante, quanto maior N, mais rápida é a convergência para o nível de tensão 1,0 pu.
- Escrita e verificação de fim de ficheiro, consiste em escrever as tensões nodais finais após cada ciclo correspondente à fração de 15 minutos, que irão ser utilizadas como *input* no ciclo de simulação da fração de 15 minutos seguinte. Se o ficheiro referente a um dia do

ano atingir o final de ficheiro, por exemplo à hora 23:45. Este procede à gravação e escrita de todos os dados pertinentes e termina a execução do script.

A rotina para o cálculo da característica de VDC está representada na Figura 5.9. Esta rotina devolve Q_{needed} , o correspondente a ΔQ necessário, para calcular o novo perfil de tensões através do cálculo de trânsito de energia. Esta rotina começa pelo cálculo do fator de potência e a reta linear correspondente. Esta reta é calculada através de dois pontos, $(-Q_{max}, V_{max})$ e (Q_{max}, V_{min}) .

```
def calc_voltage_droop(curMW, curVoltage, limit):
    #=====
    # This routine calculates the voltage droop control function
    # and returns required reactive power
    #=====
    if(curVoltage > 1.05):
        curVoltage = 1.05
    if(curVoltage < 0.95):
        curVoltage = 0.95
    Smaxpark = 35.00
    curMW = -curMW
    if(Smaxpark <= curMW):
        curMW=Smaxpark
    cosfi = curMW/Smaxpark
    if(cosfi < 0.6):
        cosfi=0.6
    fi = math.acos(cosfi)
    Qmax = Smaxpark*math.sin(fi)
    if(Qmax != 0):
        results_list = [-Qmax, 1.05, Qmax, 0.95, curVoltage, curMW]
        m = (results_list[1] - results_list[3])/(results_list[0] - results_list[2])
        b = -m*results_list[0] + results_list[1]
        Qneeded = (results_list[4]-b)/m
        if(Qneeded > Qmax):
            Qneeded = Qmax
        if( Qneeded < -Qmax):
            Qneeded = -Qmax
    if(Qmax == 0):
        Qneeded=0
    Qneeded = Qneeded*limit
    #print "CurrVoltage = %.2f \n Smaxpark = %.2f \n curMW = %.2f \n cosfi = %.2f \n fi = %"
    return Qneeded
```

Figura 5.9 - Rotina para cálculo da característica de *voltage droop control*.

5.4 Comparação entre diferentes modos de controlo

De forma a avaliar a performance, bem como as vantagens e desvantagens do VDC, parte-se da simulação e cálculo das tensões nodais, através do cálculo de trânsito de energia. Este é calculado para o controlo pré-existente e diferentes valores de fatores de potência típicos. De maneira a perceber o impacto que o VDC pode trazer, todos os modos de controlo são calculados para diferentes tipos de rede elétrica, desde fraca a forte. A rede elétrica a montante pode ser caracterizada pela sua impedância equivalente, e através deste valor é possível calcular de que maneira a tensão varia com base no perfil de produção da Central de Amareleja.

Para efetuar as simulações é escolhido um perfil de produção correspondente a um dia do ano. A Figura 5.10 representa o perfil de produção da Central de Amareleja no dia 21/03/2018. Este dia apresenta um perfil característico de um dia de céu limpo, onde se pode observar uma geração uniforme ao longo do dia. É possível observar a grande vantagem dos sistemas de seguimento solar face a sistemas

estáticos de inclinação fixa, pois apresenta um pico de produção mais longo durante o dia, ao contrário do típico pico de produção ao meio dia solar.

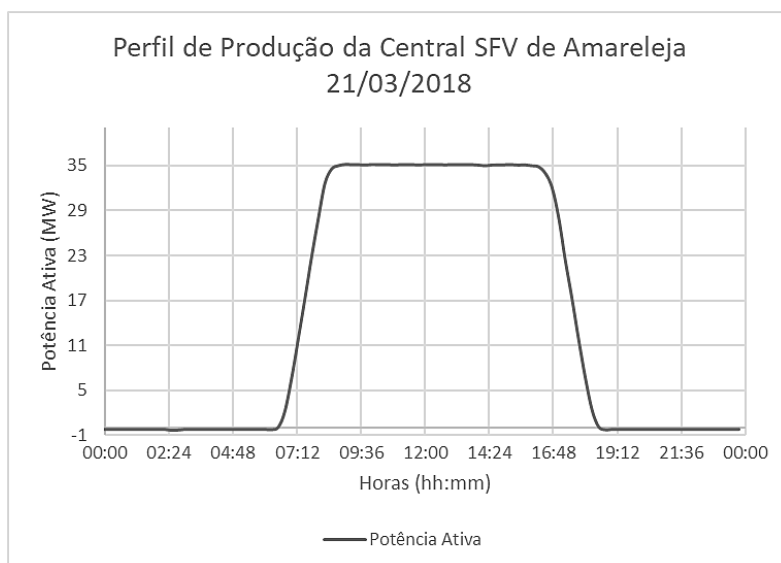


Figura 5.10 - Perfil de produção da Central de Amareleja diário de 21/03/2018.

5.4.1 Variação de impedância equivalente da rede elétrica.

Sabendo que o valor de S_{base} postulado é de 100 MVA e a tensão do barramento a que a central de Amareleja se liga é de 60 kV, com base nos valores para as potências de curto-circuito da rede elétrica no nó de ligação mencionados na Tabela 3-1, é possível calcular o seu valor em p.u.:

$$S_{cc60kV}(pu) = \frac{S_{cc}}{S_{base}} = \frac{3000 \text{ MVA}}{100 \text{ MVA}} = 30 \text{ pu} \quad (42)$$

É possível então determinar o valor da impedância de base:

$$Z_{base60kV} = \frac{U^2}{S_{base}} = \frac{60^2 \text{ kV}}{100 \text{ MVA}} = 36 \Omega \quad (43)$$

O valor da impedância de Thévenin equivalente visto do nó de ligação é:

$$Z_{linha60kV}(pu) = \frac{1}{S_{cc60kV}(pu)} = \frac{1}{30 \text{ pu}} = 0,033333 \text{ pu} \quad (44)$$

Assumindo que a linha apresenta um carácter indutivo, ou seja, $R \ll X$, é possível representar a impedância equivalente de Thévenin da linha pela sua reactância X, sendo esta modelizada como um ramo extra, no modelo equivalente de gerador único calculado anteriormente.

De maneira a representar os diferentes tipos de rede elétrica, recorre-se a valores de potência curto-circuito apresentados na Tabela 5-6.

Tabela 5-6 - Tipos de redes elétricas modelizadas em simulação.

Rede Eléctrica				
Tipo	Scc (MVA)	Scc (pu)	Z (Ω)	Z (pu)
Forte	3000	30	1,2	0,033333
Fraca	500	5	7,2	0,2
Muito Fraca	250	2,5	14,4	0,4

Com estes dados é possível então proceder a todas as simulações e retirar conclusões. As simulações e resultados associados são apresentadas nas secções seguintes.

5.4.2 Controlo pré-existente

A análise dos dados da Central SFV de Amareleja não verifica a existência de um padrão nos valores apresentados no perfil de injeção na rede elétrica. Contudo, este controlo pré-existente, faz todo o sentido ser considerado a base de comparação de todos os modos de controlo de reativa utilizados para efetuar controlo/regulação de tensão. Os tipos de controlo a serem simulados e comparados com o controlo pré-existente da central, como referidos anteriormente, são:

- $\tan(\varphi) = 0$;
- $\tan(\varphi) = 0,2$;
- $\tan(\varphi) = 0,4$;
- Voltage Droop Control.

O controlo através do fator de potência será feito com recurso ao rácio entre potência reativa e potência ativa, $\tan(\varphi)$.

A simulação referente ao controlo pré-existente é feita para os tipos de rede elétrica referidos na Tabela 5-6, sendo calculados os 3 perfis de tensões nodais resultantes do cálculo de trânsito de energia.

Os resultados obtidos são o esperado, atendendo ao nível de qualidade e exigência do SEN, os valores de tensão encontram-se perto de 1 pu ao longo das 24 horas do dia. A Figura 5.11 representa o perfil de tensões ao longo do dia para o controlo pré-existente.

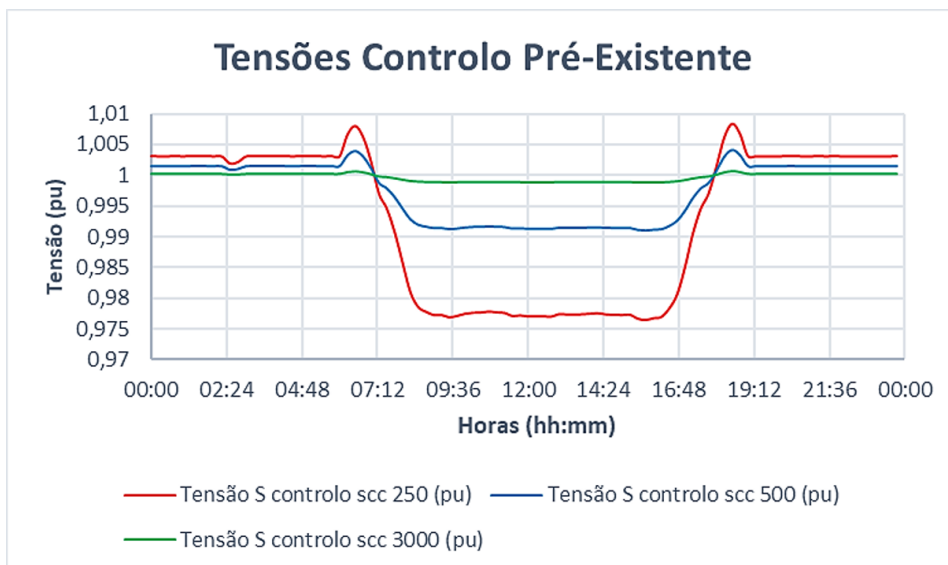


Figura 5.11 - Perfil de tensões ao longo do dia para o modo de controlo pré-existente (S controlo) para diferentes valores de potência de curto-circuito a montante da rede elétrica.

Ao analisar os resultados obtidos, é de observar que para redes fortes, o nível de tensão consegue -se manter perto do valor unitário, que corresponde ao pretendido, mesmo em períodos que a central está a operar na sua capacidade máxima como demonstra a Figura 5.10. À medida, que se reduz a potência de curto-circuito da rede a montante, é possível observar uma queda na tensão, atingindo menos de 0,98 pu. É de observar que a central não consegue regular o nível de tensão para perto de 1,0 p.u. utilizando o controlo pré-existente em redes fracas. Apesar de tudo, a situação é aceitável, pois os valores de tensão encontram-se dentro dos limites estipulados.

5.4.3 Controlo fator de potência

O controlo através do fator de potência como referido anteriormente, é feito fixando 3 valores de $\tan(\varphi)$. Partindo dos valores de potência ativa injetados ao longo do dia escolhido previamente, é possível calcular a potência reativa, Q , correspondente a cada valor da proporção de potência ativa e $\tan(\varphi)$:

$$Q = P \times \tan(\varphi) \quad (45)$$

Após o cálculo de potência reativa, correspondente a cada valor de potência ativa, discriminado ao longo do dia em frações de 15 minutos, procede-se ao cálculo do trânsito de energia, para os 3 valores de $\tan(\varphi)$ e respetivas potências de curto-circuito da rede a montante. A Figura 5.12, Figura 5.13 e Figura 5.14 representa a comparação entre perfis de tensões utilizando o fator de potência como modo de controlo para todos os valores de potência de curto-circuito da rede a montante. A Figura 5.15 representa a comparação entre perfis de tensões.

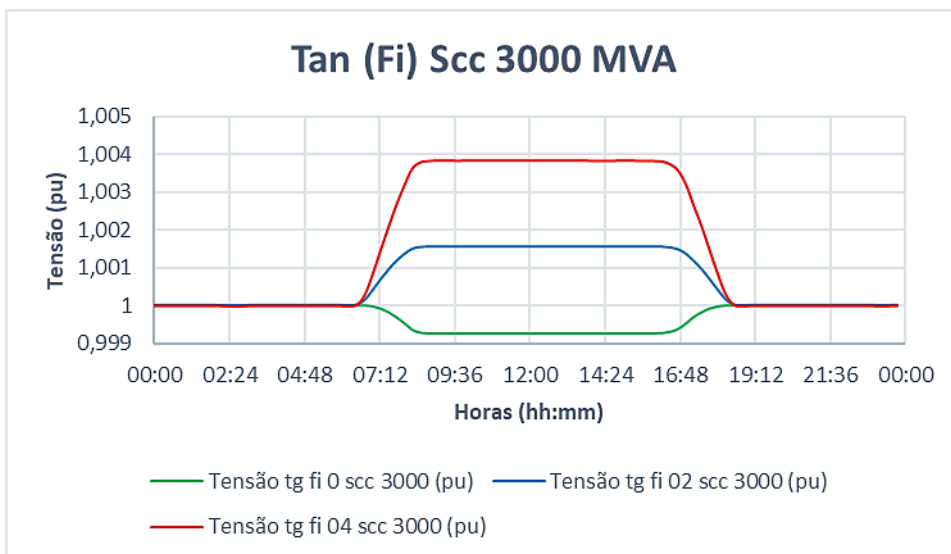


Figura 5.12 - Perfil de tensões ao longo do dia para o controle através de fator de potência para Scc = 3000 MVA.

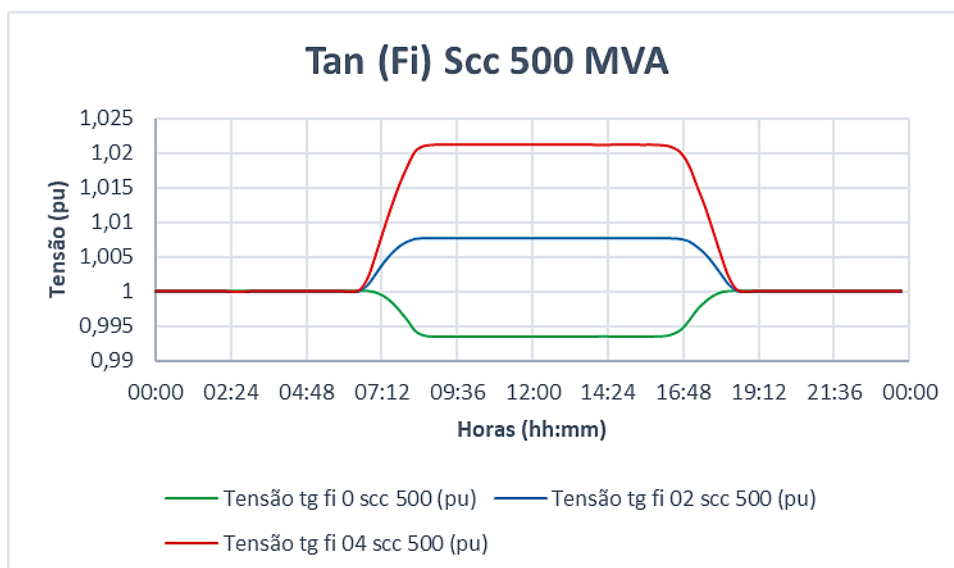


Figura 5.13 - Perfil de tensões ao longo do dia para o controle através de fator de potência para Scc = 500 MVA.

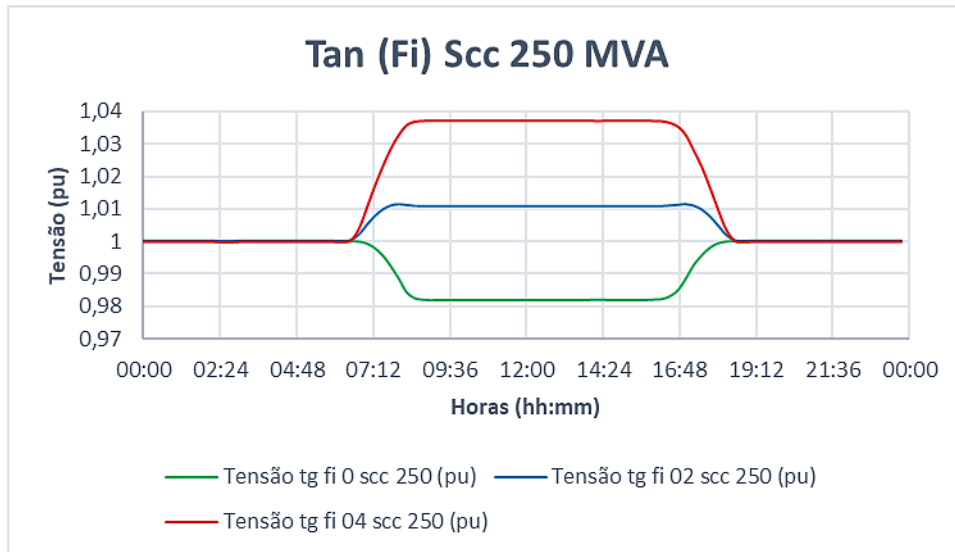


Figura 5.14 - Perfil de tensões ao longo do dia para o controlo através de fator de potência para $S_{cc} = 250$ MVA.

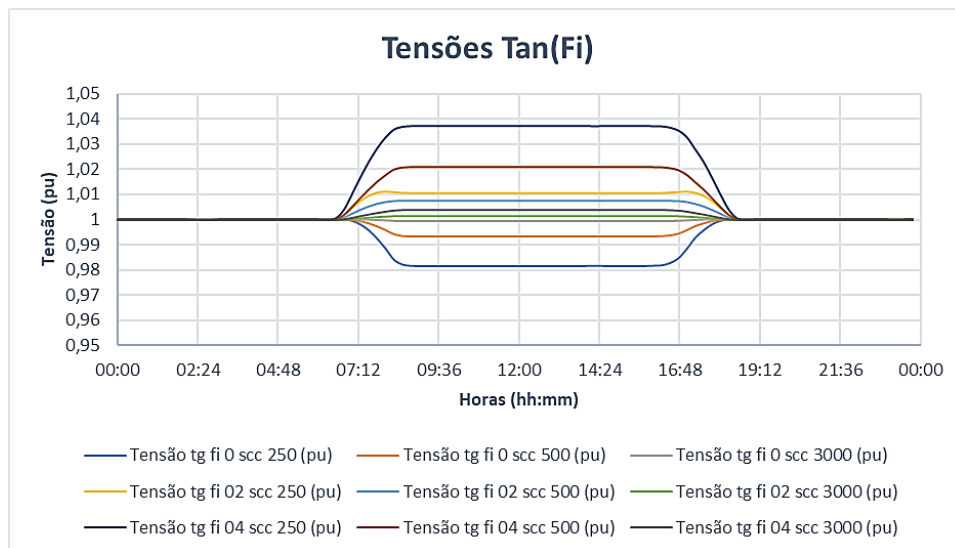


Figura 5.15 – Conjunto de perfis de tensões ao longo do dia para o controlo através de fator de potência para diferentes valores de potência de curto-circuito a montante da rede elétrica.

Ao analisar os resultados das tensões é possível observar que a tensão está perto do limite inferior de tensão estipulado para o caso em que $\tan(\varphi)=0$, isto significa que a central não está a produzir reativa ($Q = 0$ MVar), não contribuindo para um controlo de tensão.

À medida que se começa a introduzir potência reativa, para os casos em que $\tan(\varphi)=0,2$ e $\tan(\varphi)=0,4$, ou seja $|Q| > 0$, começam a surgir os efeitos da reativa no nível de tensão, pois a central para estes modos de controlo está a produzir potência reativa proporcionalmente à potência ativa gerada. Como foi referido no Capítulo 4, a potência reativa tem bastante influência no que toca ao controlo do nível de tensão. Devido a este facto, é que muitas centrais SFV operam com fator de potência unitário ou perto da unidade.

Para os casos de redes mais fracas, as tensões começam a aproximar-se dos limites de tensão estipulados. É possível concluir que para casos de centrais solares FV, operar com valores de $\tan(\varphi)$ elevados, ou seja fatores de potência baixos, pode contribuir negativamente para o controlo de tensão.

É possível reparar que se começa a verificar possíveis não conformidades no que toca ao nível de tensão em redes fracas e muito fracas, sendo que para $S_{cc} = 250$ MVA e $\tan(\varphi)=0,4$, a média de tensão é aproximadamente 1,02 p.u., o que embora esteja dentro dos limites permitidos, é possível que em certos casos de contingências, cavas de tensão ou casos de sobretensões, estes valores possam ultrapassar os permitidos.

5.4.4 Voltage Droop Control

A implementação de *Voltage Droop Control*, como referida e explicada anteriormente no subcapítulo 5.3, permite mobilizar reativa de maneira a suprimir possíveis desvios da tensão em relação ao nível ótimo, ou seja, 1 p.u..

Este modo de controlo foi implementado, partindo dos valores de potência ativa do dia do ano escolhido, e as respetivas tensões no barramento. Este modo de controlo faz uma verificação da tensão anterior no barramento e calcula o valor de potência reativa, ΔQ , necessária a absorver ou produzir, de maneira a manter a tensão perto de 1 p.u..

A primeira simulação arranca com uma tensão de cerca de 1,0 p.u. e o perfil de tensões para cada tipo de rede está representado na Figura 5.16.

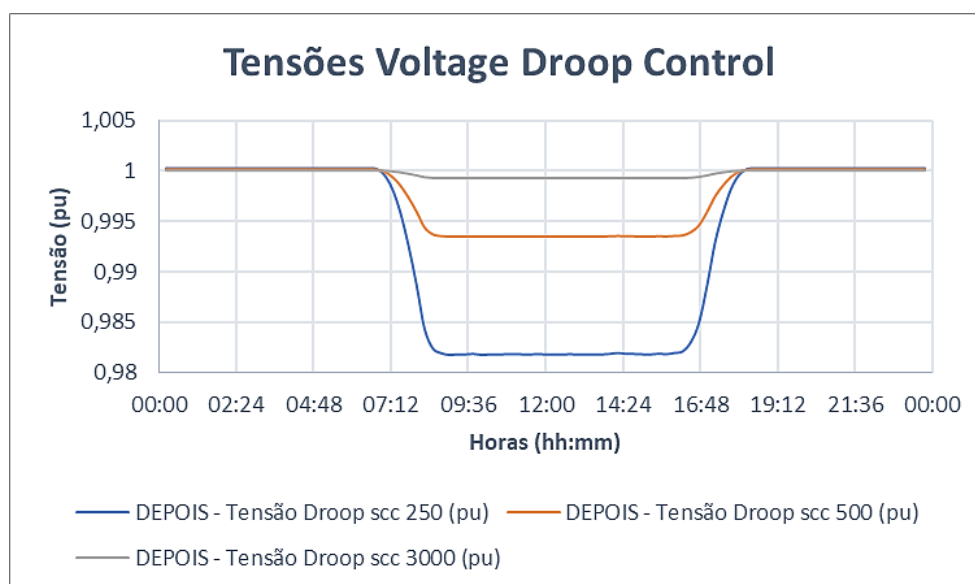


Figura 5.16 - Perfil de tensões ao longo do dia através de *Voltage Droop Control* para diferentes valores de potência de curto-circuito a montante da rede elétrica.

Os resultados obtidos do perfil de tensão são bastante semelhantes, neste caso, ao perfil de tensões associado a $\tan(\varphi)=0$, pelo que se torna competição direta ao VDC. Para redes fortes, observamos um nível de tensão perto da unidade, como é esperado. No entanto, à medida que a rede a que a central SFV se liga é mais fraca, nota-se uma diminuição do nível de tensão.

O *Voltage Droop Control* permite regular a quantidade de reativa a produzir ou absorver, de modo a anular oscilações do nível de tensão, no entanto, isto não acontece neste caso. Este fenómeno deve-se ao facto de a central estar a operar na sua capacidade total, perto dos 35 MW de potência ativa, deixando o inversor a trabalhar com $S = 35$ MVA, pelo que não existe gama disponível para absorver ou produzir potência reativa.

Para redes fracas, conclui-se que, se a regulação do nível de tensão for uma prioridade, é indispensável equipamento extra de compensação de potência reativa.

O modo de controlo de tensão VDC quando implementado deve respeitar as normas que dizem respeito à mobilização de reativa de modo a prestar serviço de controlo de tensão referido no capítulo 2, pelo que o par de valores (P,Q) correspondente a potência ativa e respetiva potência reativa, devem se encontrar dentro de um envelope, cujos os limites estão bem definidos.

As simulações são acompanhadas de todos os pontos (P,Q), mobilizados durante o processo. Estes pontos estão ilustrados na Figura 5.17.

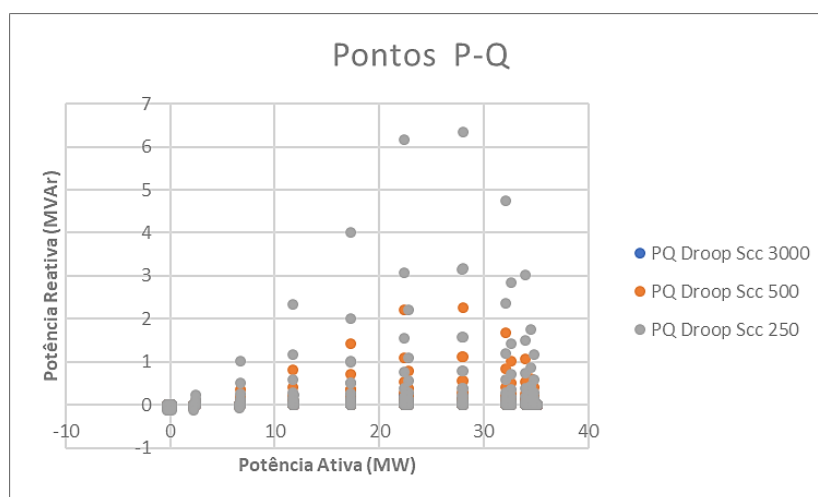


Figura 5.17 - Distribuição de pontos (P,Q) provenientes de *Voltage Droop Control*.

De modo a verificar se as normas de mobilização de reativa são cumpridas, são calculados os respetivos pontos, pontos esses representados na Figura 5.18. Estes devem ser testados e comparados com os limites representados na Figura 2.18 e na Figura 2.19.

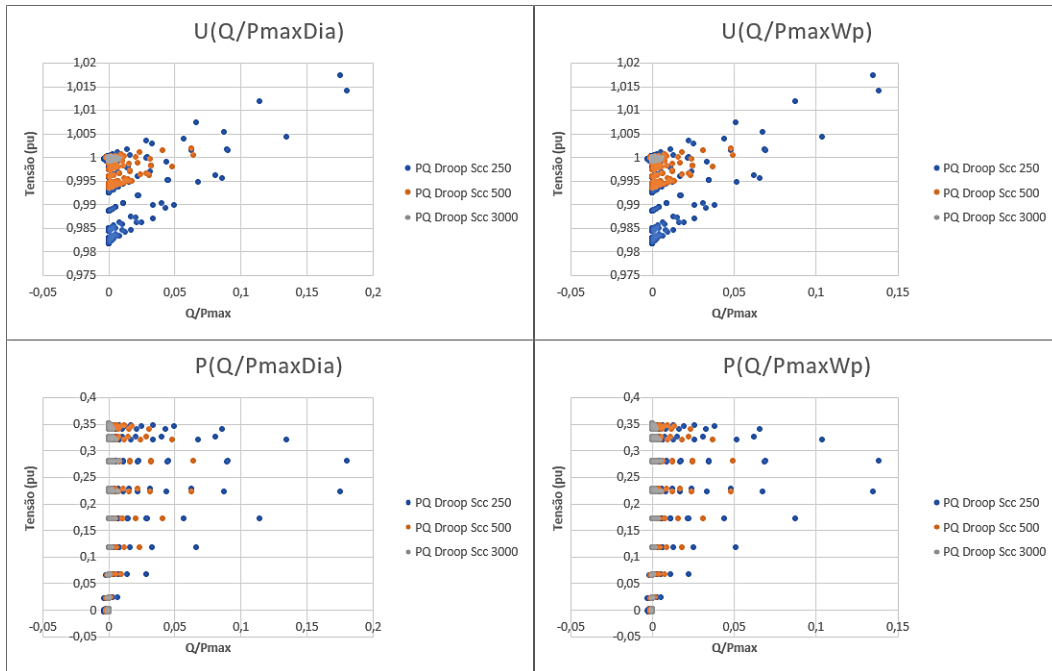


Figura 5.18 - Distribuição para confirmação do cumprimento das normas de mobilização de reativa para prestação de serviços de controlo de tensão.

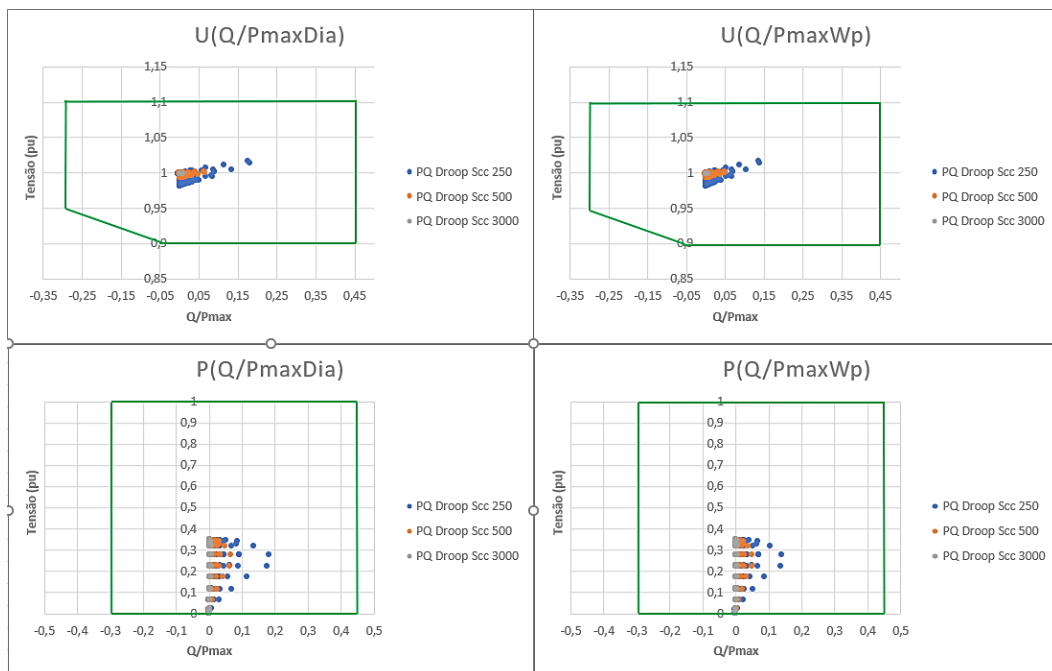


Figura 5.19 – Envelope de confirmação do cumprimento das normas de mobilização de reativa para prestação de serviços de controlo de tensão e sua distribuição.

Ao analisar os resultados da Figura 5.19, conclui-se que os pontos estão dentro das regras impostas para ligação à RNT e prestação de serviço de controlo de tensão para centrais FV e CFV. Em situações em que a central opera na sua capacidade máxima, se esta não tiver capacidade para mobilizar reativa, deve dispor de equipamentos de compensação, de modo a contribuir para um controlo de tensão, exigido pelas normas.

5.4.5 Análise da capacidade de mobilização de reativa do VDC

De maneira a ilustrar a capacidade de mobilização de reativa do VDC implementado com uma melhor resolução, é efetuada nova simulação em que se impõe uma tensão, cujo o valor corresponde ao limite superior de tensão, 1,05 pu no barramento, e é esperado que o método consiga colocar a tensão perto de 1 p.u.. A Figura 5.20 mostra em que medida a mobilização de reativa contribui para uma regulação do nível de tensão.

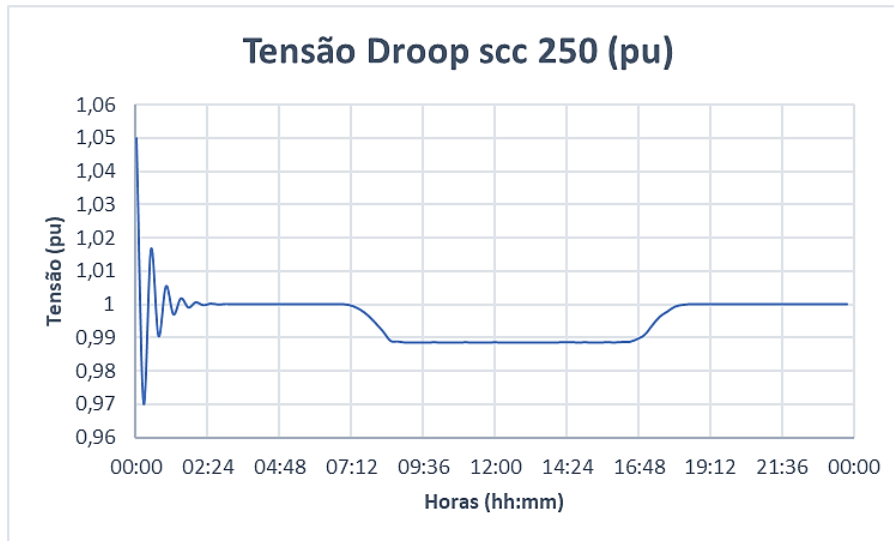


Figura 5.20 – Exemplo da capacidade de mobilização de potência reativa de *Voltage Droop Control* em uma rede muito fraca.

De modo a ilustrar, de maneira visível, as oscilações, diminui-se o parâmetro N, ver secção 5.3.3, responsável por acelerar a convergência do método, ou seja, diminui-se a velocidade de convergência. Esta alteração permite ver a oscilação da tensão e a sua posterior convergência para 1 p.u. de tensão. No entanto, por se tratar de uma rede muito fraca, esta sofre desvios na tensão mais acentuados. Nos períodos em que a central SFV está a operar na sua capacidade total, esta deixa de ser capaz de mobilizar reativa, não contribuindo para um controlo de tensão. A tensão encontra-se perto dos 0,99 p.u., respeitando assim, os limites impostos.

5.4.6 Vantagens e Desvantagens entre modos de controlo

A comparação entre modos de controlo é efetuada através do cálculo de um indicador chave de desempenho (KPI – *Key Performance Indicator*) simples. Este é aplicado ao perfil de tensões e permite verificar qual dos modos de controlo é o mais adequado, permitindo assim identificar vantagens e desvantagens entre modos de controlo. O KPI é dado por:

$$KPI [\%] = \frac{|U_{depois}| - |U_{antes}|}{|U_{antes}|} \times 100 \quad (46)$$

Ao calcular os indicadores de desempenho, existe uma rivalidade entre fator de potência unitário, ou seja, $\tan(\varphi)=0$ e o *Voltage Droop Control*. Ambos apresentam resultados para as tensões equiparáveis. O cálculo da média das tensões ao longo do dia para os diferentes modos de controlo, bem como os respetivos indicadores de desempenho estão representados na Tabela 5-7.

Tabela 5-7 - Comparação entre modos de controlo através de indicador chave de desempenho (KPI).

Modos de Controlo em função da potencia curto circuito	Média Tensões (pu)	KPI	Classificação (menor é melhor)
Controlo Pré-Existente, Scc = 3000	0,999734		
Voltage Droop Control, Scc = 3000	0,999729	0,000546%	Melhor
Tan(Fi)=0; Scc = 3000	0,999729	0,000546%	Melhor
Tan(Fi)=0,2; Scc = 3000	1,000681	0,094705%	Pior
Tan(Fi)=0,4; Scc = 3000	1,001610	0,187589%	Pior
Controlo Pré-Existente, Scc = 500	0,997550		
Voltage Droop Control, Scc = 500	0,997537	0,001341%	Melhor
Tan(Fi)=0; Scc = 500	0,997537	0,001344%	Pior
Tan(Fi)=0,2; Scc = 500	1,003354	0,581867%	Pior
Tan(Fi)=0,4; Scc = 500	1,008915	1,139324%	Pior
Controlo Pré-Existente, Scc = 250	0,992979		
Voltage Droop Control, Scc = 250	0,993024	0,004499%	Pior
Tan(Fi)=0; Scc = 250	0,993024	0,004482%	Melhor
Tan(Fi)=0,2; Scc = 250	1,004914	1,201870%	Pior
Tan(Fi)=0,4; Scc = 250	1,015852	2,303442%	Pior

Os índices de desempenho são sempre calculados em comparação com o modo de controlo pré-existente na central SFV, de modo a entender qual destes novos modos, se implementados, trazem vantagens. Ao analisar os dados da tabela, é possível verificar que o VDC é o melhor modo de controlo, embora estes valores médios não sejam um ótimo indicador do que acontece na realidade. Para redes fracas o modo de controlo $\tan(\varphi)=0$, obtém a média de tensões mais baixa, no entanto, as diferenças são desprezáveis, tornando o VDC equivalente em desempenho. Note-se que, isto é verificado para o caso em que a simulação parte de 1,0 pu. Se houvesse flutuações na tensão, o indicador de desempenho referente ao VDC iria ser melhor, pois tem a capacidade de mobilizar a quantidade de potência reativa necessária para regular o nível de tensão, o que é uma grande vantagem deste modo de controlo.

Uma análise mais detalhada foi efetuada, calculando KPI para todas as tensões calculadas, concluindo que o *Voltage Droop Control* é o modo de controlo que garante melhores resultados, estes resultados encontram-se no Anexo A3.

A comparação do perfil de tensões ilustrada na Figura 5.21, permite ter uma ampla perspetiva de como o tipo de rede elétrica tem influência no nível de tensão. É possível concluir que redes fracas sofrem perturbações elevadas no perfil de tensão, sendo necessário medidas adicionais para regular o

nível de tensão. O *Voltage Droop Control* pode ser considerado uma solução de regulação de tensão, caso haja garantias que o inversor tenha sempre gama para produzir ou absorver reativa.

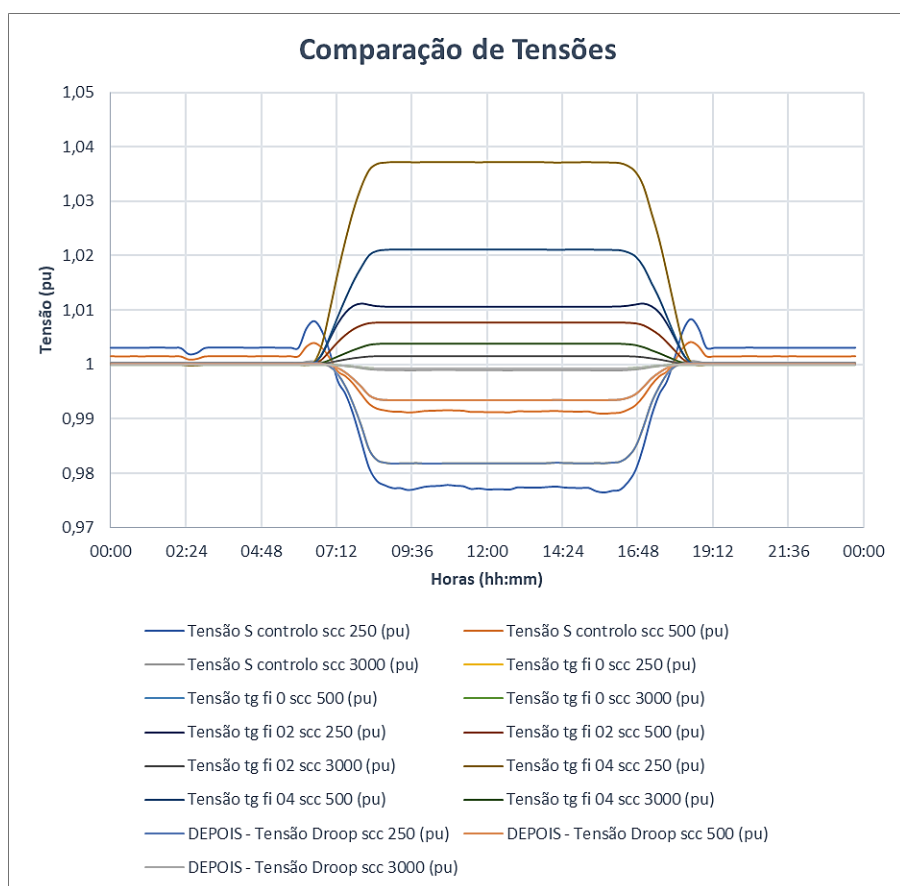


Figura 5.21 - Comparação do perfil de tensão dos modos de controlo simulados, onde S controlo corresponde ao controlo pré-existente.

Os modos controlo de tensão através de fator de potência mais elevados têm desvantagens em centrais FV, pois a potência reativa é proporcional à potência ativa gerada, levando a ter efeitos possíveis não desejados no que toca ao nível de tensão. O fator de potência unitário mostra um perfil de tensões nodais bastante apelativas, pelo que sendo já utilizado por muitas centrais SFV, não dispensa a compensação de reativa por parte de equipamentos para o tal.

As vantagens do *Voltage Droop Control* são, como referido anteriormente, o aproveitamento das tecnologias pré-existentes nas centrais SFV, como os inversores, que por sua vez dada a sua potência nominal é habitual possuir a funcionalidade de ajustar o fator de potência, permitindo produzir ou absorver potência reativa, com base em comandos enviados pelo controlo. A regulação rápida e eficaz do nível de tensão, quando sujeita a sobretensões ou cavas de tensão. As desvantagens deste modo são a incapacidade de produzir ou absorver reativa quando a central opera na sua capacidade total. No caso da central de Amareleja, o facto de esta possuir sistemas de seguimento solar, estas otimizam a produção de maneira a garantir a produção máxima durante períodos mais longos de tempo.

É apresentado no Anexo A4 dados referentes a uma simulação para um dia com condições atmosféricas menos ideais, que confirmam os resultados e as conclusões retiradas para o dia 21/03/2018 acima apresentado, ou seja, o *Voltage Droop Control* contribuiu com sucesso para um controlo de tensão eficaz.

6 Conclusões e Trabalhos Futuros

As principais conclusões sobre o trabalho desenvolvido ao longo desta dissertação são apresentadas neste capítulo, bem como proposta de possíveis direções para trabalhos que poderão vir a ser desenvolvidos no futuro, tendo como suporte, o estudo elaborado nesta dissertação.

6.1 Conclusões

O trabalho realizado ao longo da presente dissertação partiu do estudo de uma central solar fotovoltaica, com o objetivo de identificar as suas principais características técnicas, topologia e fatores que influenciam a sua produção. Este conjunto de dados pertinentes foi utilizado, com sucesso, para a modelização da central solar fotovoltaica através de um modelo equivalente de gerador único. Este modelo apresentado no Capítulo 3 permite facilitar o estudo e planeamento da rede elétrica, utilizando-o para realizar simulações com um erro mínimo em relação ao modelo real e mais complexo da central.

A Central de Amareleja possui uma potência instalada considerável de cerca de 46 MW e um sistema de seguimento solar que permite alargar a janela de produção fotovoltaica na rede, bem como um grupo de inversores fotovoltaicos com capacidade de ajuste do fator de potência. Estas características fazem desta central um modelo adequado para simular um modo de controlo de tensão, com base na capacidade de mobilização de potência reativa por parte dos inversores que a constituem.

É analisado o efeito da potência reativa na rede elétrica e a sua relação com o nível de tensão no barramento de ligação da central solar fotovoltaica. Tendo em conta que o operador de rede exige que as centrais solares fotovoltaicas possuam equipamentos de compensação de reativa para regulação do nível de tensão da rede, é sugerido e estudado um modo de controlo de tensão que utiliza a tecnologia pré-existente em centrais solares fotovoltaicas, para realizar o controlo de tensão.

De maneira a estudar o impacto em todo o tipo de redes elétricas, o Capítulo 3 reforça a ideia de estudo de planeamento da rede elétrica em regime permanente, através da modelização da rede a montante, de modo a obter o equivalente desta, caracterizando-a em rede forte, fraca e muito fraca em função da potência de curto-circuito no ponto de ligação.

O controlo de tensão proposto e estudado no Capítulo 4, permite relacionar o nível de tensão da rede elétrica com a gama de reativa que os inversores da central solar fotovoltaica podem mobilizar em determinado instante. O controlo de tensão é feito principalmente por controlo de potência reativa, através de equipamentos de compensação. Estes equipamentos permitem ser configurados, consoante o

que o operador de rede exige, por exemplo através do rácio entre potência reativa e potência ativa, $\tan(\varphi)$. Outro modo de controlo é conhecido como *Voltage Droop Control* tendo sido desenvolvido especificamente um algoritmo que permite simular este modo de controlo.

O trabalho e estudo efetuado no Capítulo 5 refere-se à simulação em regime permanente, realizando com sucesso múltiplas simulações com diferentes modos de controlo de tensão para diferentes tipos de rede elétrica modelizadas, que tem por base o cálculo de trânsito de energia.

Este estudo elaborado ao longo desta dissertação conclui que o *Voltage Droop Control*, é um método de controlo de tensão versátil, permitindo fazer uma regulação de tensão em tempo real, tendo em conta as necessidades da rede elétrica em diversas alturas do dia.

As centrais solares fotovoltaicas são instalações dimensionadas de modo a captar e transmitir toda a energia proveniente da conversão das matrizes fotovoltaicas tendo em conta perdas por efeito de Joule nas linhas e equipamentos como transformadores, e até mesmo perdas das matrizes fotovoltaicas. Este tipo de funcionamento pode ter impacto não desprezável na escolha do modo de controlo de tensão que se adote. Foram apresentados dois modos de controlo de tensão ($\tan(\varphi)$ e o *Voltage Droop Control*). A principal desvantagem do modo de controlo por *Voltage Droop Control* é principalmente quando a central opera na sua capacidade máxima, sendo que durante este período o inversor está a converter o máximo de potência ativa, esgotando a gama de potência reativa que pode mobilizar. Pelo que pode haver necessidade de efetuar controlo de tensão e nestes períodos o *Voltage Droop Control*, não consegue intervir. No entanto, por avaliação e interpretação de todos os dados, este controlo de tensão prova-se o melhor, pois permite regular a tensão mesmo quando a central solar fotovoltaica não está a produzir potência ativa, tanto para redes fortes, fracas e muito fracas como verificado nas simulações. Em outras alturas do ano, quando as condições atmosféricas não são ótimas, estas alteram o perfil de produção da central, e se implementado, o *Voltage Droop Control* continua a operar e a contribuir para um melhor funcionamento da rede elétrica.

A modelização de tipos de rede elétrica em função da potência de curto-circuito no ponto de ligação, conclui que quanto mais fraca a rede, maior serão os impactos no que toca a desvios de tensão. Se a tensão for perturbada, como no caso apresentado na secção 5.4.5, esta sofre desvios de tensão muito mais acentuados quando em comparação com redes fortes. Esta conclusão contribui para sugerir uma adoção do *Voltage Droop Control* para redes mais fracas devido a contribuir ativamente para um controlo de tensão.

Para avaliar os diferentes modos de controlo foi proposto um indicador, KPI, que permite quantificar as vantagens do modo de controlo escolhido. A aplicação deste indicador sugere que o modo de controlo mais adequado para redes com S_{cc} baixas seja o *Voltage Droop Control* pois mostra um

indicador de desempenho melhor para várias alturas do dia, tendo como modo de controlo alternativo, $\tan(\varphi)=0$, o que corresponde a operar com fator de potência unitário. Enquanto que para redes com S_{cc} elevadas o modo de controlo alternativo ao controlo pré-existente, é o *Voltage Droop Control*, pois mostra o melhor indicador de desempenho em todas as frações de 15 minutos, contribuindo para uma regulação do nível de tensão ideal. Esta análise é técnica pelo que não inclui aspetos económicos associados à correspondente tomada de decisão.

Concluindo, a modelização de centrais solares fotovoltaicas facilita os estudos de planeamento da rede elétrica em regime permanente pelo que é crucial para tal. O modo de controlo de tensão *Voltage Droop Control* pode ser uma solução a ser implementada em centrais existentes cuja topologia permita esta alteração, e deve ser considerada em projeto de futuras centrais solares fotovoltaicas.

6.2 Trabalhos Futuros

De acordo com o modelo estudado e os resultados obtidos através de simulações que permitem aplicar um controlo de tensão a centrais solares fotovoltaicas e estudar o impacto na rede elétrica, surge a possibilidade de serem desenvolvidos outros trabalhos no futuro.

Possíveis tópicos a aplicar, de maneira a dar continuidade ao trabalho realizado nesta dissertação, ou mesmo inová-lo são:

- Projeto de instalações solares fotovoltaicas com sinergia entre *Voltage Droop Control* e equipamentos de compensação de reativa, como posterior serviço cobrado à rede elétrica;
- Aplicação da metodologia de obtenção de equivalente de gerador único para outras fontes de energia renováveis, como por exemplo a energia eólica;
- Desenvolvimento de simulador que permita facilitar o processo de obtenção de equivalente de gerador único de PRE para estudos de planeamento da rede elétrica em regime permanente;
- Aplicação desta dissertação em regimes dinâmicos ou transitórios.

Bibliografia

- [1] R. Castro, *Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-hídrica*, 2nd ed. IST Press, 2011.
- [2] G. M. Masters, *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. 2004.
- [3] J. P. Sucena Paiva, *Redes de Energia Eléctrica: Uma Análise Sistémica*, 4th ed. IST Press, 2005.
- [4] International Renewable Energy Agency (IRENA), *Renewable capacity statistics 2018*. 2018.
- [5] J. Movellan, “Solar in 2018: Better Technology, Record-Breaking Installations,” *February 7th*, 2018. [Online]. Available: <https://www.renewableenergyworld.com/articles/print/volume-21/issue-1/features/solar/solar-in-2018-better-technology-record-breaking-installations.html>. [Accessed: 01-Feb-2019].
- [6] E. Comission, “PVGIS,” 2017. [Online]. Available: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>. [Accessed: 01-Feb-2019].
- [7] S. E. Eurostat, “Estatísticas das energias renováveis,” *European Comission, Eurostat*, 2018. [Online]. Available: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Renewable_energy_statistics/pt. [Accessed: 01-Feb-2019].
- [8] P. E. e do Conselho, “Directiva 2009/28/CE de 23 de Abril,” *J. Of. da União Eur.*, vol. 2008, no. 2, pp. 16–62, 2009.
- [9] D. Geral Energia e Geologia, “Estatísticas Rápidas - nº 153 - julho de 2017,” 2017.
- [10] A. Energy, “ACCIONA Energy,” 2019. [Online]. Available: <https://www.acciona-energia.com/areas-of-activity/photovoltaic/major-projects/amareleja-photovoltaic-plant/>. [Accessed: 12-Mar-2019].
- [11] K. Mertens, *Photovoltaics: Fundamentals, Technology and Practice*, 1st Editio. John Wiley & Sons Ltd, 2014.
- [12] H. G. Navada, S. V Singh, and K. N. Shubhanga, “Modelling of a Solar Photovoltaic Power Plant for Power System Studies,” pp. 1–6, 2017.
- [13] EDP Distribuição, “Manual de Ligações à rede elétrica de serviço público Guia técnico e logístico de boas práticas,” 2015.
- [14] P. E. Direção Geral de Energia e Geologia, República Portuguesa, “Despacho nº 9/2018,” 2018.
- [15] M. V Wg, “Western Electricity Coordinating Council Modeling and Validation Work Group WECC Wind Power Plant Dynamic Modeling Guide DRAFT Prepared by WECC Renewable Energy Modeling Task Force August 2010,” no. August, pp. 1–15, 2010.
- [16] S. Soni, G. G. Karady, J. Undrill, and V. Vittal, “Solar PV Plant Model Validation for Grid Integration Studies,” 2014.
- [17] “Sandia National Laboratories.” [Online]. Available: <https://www.sandia.gov/>. [Accessed: 20-Jan-2019].
- [18] A. Ellis, M. Behnke, and C. Barker, “PV system modeling for grid planning studies,” *Conf.*

- Rec. IEEE Photovolt. Spec. Conf.*, no. Figure 1, pp. 002589–002593, 2011.
- [19] T. S. (IEEE) Basso, “IEEE 1547 Series of Standards: Interconnection Issues,” p. 4, 2004.
 - [20] E. Muljadi *et al.*, “Equivalencing the collector system of a large wind power plant,” *2006 IEEE Power Eng. Soc. Gen. Meet.*, p. 9 pp., 2006.
 - [21] IEC, “International Standard IEC 60076-5,” *Power Transform. Abil. to withstand short circuit*, p. 28, 2006.
 - [22] A. Energia, “Central Solar Fotovoltaica de Amareleja,” Moura, Portugal, 2008.
 - [23] R. Mallwitz and B. Engel, “Solar power inverters,” *Integr. Power Electron. Syst. (CIPS), 2010 6th Int. Conf.*, vol. 2, pp. 1–7, 2010.
 - [24] X. Su, M. A. S. Masoum, and P. J. Wolfs, “Optimal PV inverter reactive power control and real power curtailment to improve performance of unbalanced four-wire LV distribution networks,” *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 5, no. 3, pp. 967–977, 2014.
 - [25] K. Turitsyn, P. Šulc, S. Backhaus, and M. Chertkov, “Options for control of reactive power by distributed photovoltaic generators,” *Proc. IEEE*, vol. 99, no. 6, pp. 1063–1073, 2011.
 - [26] P. Jahangiri and D. C. Aliprantis, “Distributed Volt/VAr control by PV inverters,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 28, no. 3, pp. 3429–3439, 2013.

Anexos

A1 Dados Principais e Características da Central SFV de Amareleja

Dados e características principais da Central SFV de Amareleja presentes no documento público da central.

A MAIOR CENTRAL FOTOVOLTAICA DO MUNDO COM SEGUIDORES SOLARES



A central fotovoltaica de Amarela é - com 46 megawatt - a de maior potência a nível mundial, dotada de um sistema de orientação dos painéis solares. Está constituída por mais de 2.500 estruturas programadas para acompanhar automaticamente a trajetória do sol sobre o horizonte em cada dia do ano e, desse modo, otimizar a produção de energia.

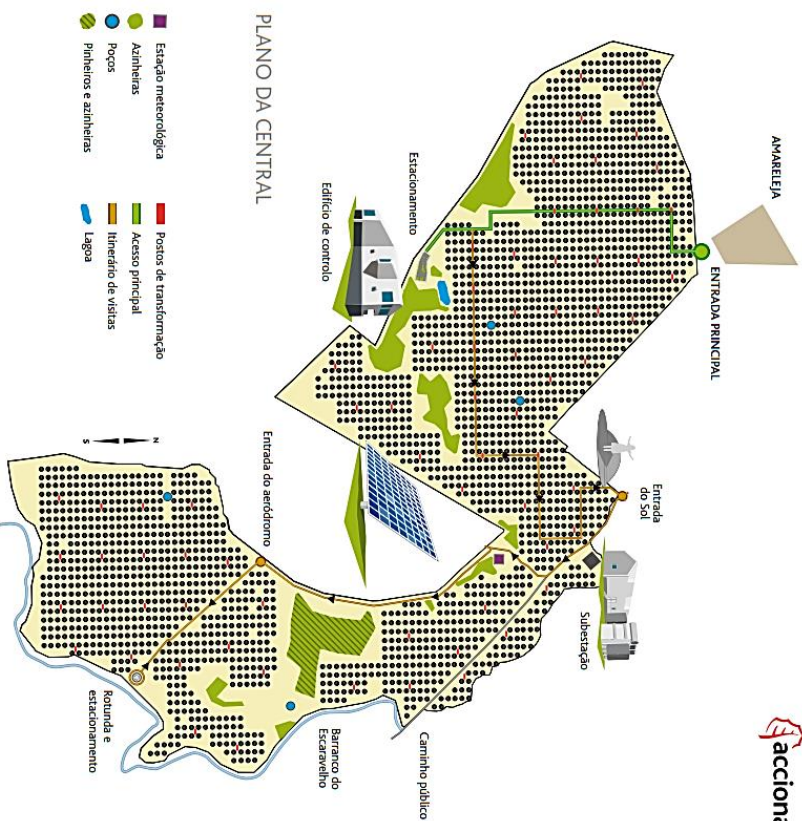
A central foi desenvolvida, construída e é operada pela proprietária ACCIONA, grupo líder mundial em energias renováveis, presente em sete tecnologias limpas e em

DADOS PRINCIPAIS

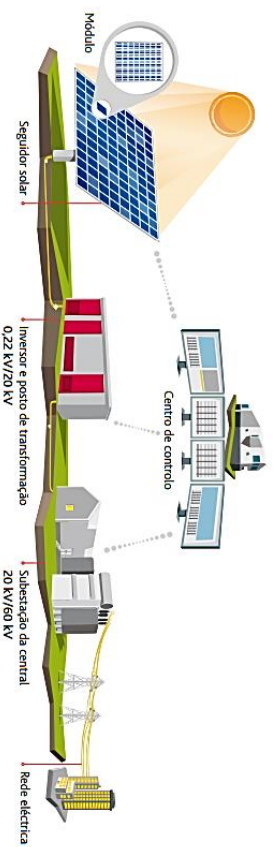
- Tecnologia: Solar fotovoltaica com orientação azimutal
- Potência de pico: 45,78 megawatt (MWp)
- Estimativa de produção: 93 milhões de quilowatt hora/ano
- Emissões de CO₂ evitadas: 89.373 toneladas/ano
- Consumo equivalente: 30.000 lares Portugueses
- Investimento: 261 milhões de euros
- Início das obras: Novembro de 2007
- Ligação à rede: Concluída em Dezembro de 2008
- Superfície: 250 hectares
- Seguidores solares: 2.320 (ACCIONA, Buskil K18)
- Postos de trabalho directos: 350 (construção) 15 (funcionamento)

catorepaises dos cinco continentes. A Mitsubishi Corporation tem uma participação de 34% na sociedade promotora (Amper Central Solar, filial da ACCIONA), no quadro da aliança estratégica mantida entre ambos os grupos no âmbito das energias limpas.

A central de Amarela demonstra a capacidade da ACCIONA para a realização de projectos fotovoltaicos de grande envergadura, e situa a companhia como referência mundial neste tipo de instalações.



12,5 MILHÕES DE CÉLULAS CONVERTEM A LUZ SOLAR EM ELECTRICIDADE



SEGUIDORES

Seguem a trajetória do sol para otimizar a captação de energia

- 2.520 seguidores solares Acciona Buskill K18
- Dimensões: 13,05 x 10,78 m.
- Superfície: 140,76 m²
- Altura até à coroa: 5,81 m.
- Potência: 18.720 Wp
- Ângulo de inclinação: 45°
- Rotação de orientação azimuthal:
- Rotação de orientação: 4-135° Este-Oeste
- Resistência a ventos: de até 140 km/h

MÓDULOS

Capitam a energia da luz solar

- 262.080 módulos, modelo YL-170 e YL-180
- Módulos por seguidor: 104
- Dimensões: 1,335 x 0,939 m.
- Células de silício policristalino por módulo: 48
- Total de células: 12.579.840

INVERSORES

Transformam a corrente contínua gerada pelo módulo em corrente alternada utilizável

- 70 inversores de 500 kW, Ingecon Sun 4x125 TL
- Cada inversor recebe energia de 36 seguidores

POSTOS DE TRANSFORMAÇÃO

Elevam a tensão de 0,22 para 20 quilovolt (kV)

CENTRO DE CONTROLO

Monitoriza e controla o funcionamento de toda a central

SUBESTAÇÃO DA CENTRAL

Eleva a tensão de 20 kV para 60 kV

- Objectivo: que a energia produzida possa ser injectada e transportada pela rede até aos pontos de consumo

ENERGIA PARA 30.000 LARES PORTUGUESES



A2 Modelo Equivalente Completo do Parque

		De	De_Nome	Para	Para_Nome	R(pu)	X(pu)	B(pu)	n	R n°2	X n°2
Primeiro Agregado	1	AC	2	AD	0,0477945	0,00296875	1,09927E-05	1	0,191178	0,011875	
	2	AD	3	AK	0,033867	0,0043875	9,14409E-06	2	0,541872	0,0702	
	4	AE	3	AK	0,046683	0,00296875	1,07371E-05	1	0,186732	0,011875	
	3	AK	5	AL	0,0158436	0,00648	5,06995E-06	4	1,0139904	0,41472	
	7	AA	6	AF	0,02723175	0,00296875	6,2633E-06	1	0,108927	0,011875	
	6	AF	5	AL	0,02134575	0,0043875	5,76335E-06	2	0,341532	0,0702	
	5	AL	8	AM	0,0101736	0,0101	4,06944E-06	7	1,9940256	1,9796	
	10	AB	9	AG	0,0418665	0,00296875	9,6293E-06	1	0,167466	0,011875	
	9	AG	8	AM	0,02134575	0,0043875	5,76335E-06	2	0,341532	0,0702	
	8	AM	11	AN	0,0104091	0,0101	4,16364E-06	10	4,16364	4,04	
	12	AH	11	AN	0,03612375	0,00296875	8,30846E-06	1	0,144495	0,011875	
	11	AN	13	AO	0,0066882	0,00505	5,35056E-06	12	3,8524032	2,9088	
	13	AO	14	AT	0,0050868	0,00505	4,06944E-06	13	3,4386768	3,4138	
	14	AT	SUB	SUB	0,04417875	0,00505	3,44594E-05	14	34,63614	3,9592	
Segundo Agregado	15	AI	16	AJ	0,034086	0,00296875	7,83978E-06	1	0,136344	0,011875	
	16	AJ	17	AU	0,0350595	0,0043875	9,46607E-06	2	0,560952	0,0702	
	17	AU	18	AP	0,0269505	0,0043875	7,27664E-06	3	0,970218	0,15795	
	18	AP	19	AQ	0,0101736	0,0101	4,06944E-06	4	0,6511104	0,6464	
	19	AQ	20	AR	0,0101736	0,0101	4,06944E-06	5	1,01736	1,01	
	20	AR	21	AS	0,0101736	0,0101	4,06944E-06	6	1,4649984	1,4544	
	21	AS	22	AW	0,009891	0,0101	3,9564E-06	7	1,938636	1,9796	
	22	AW	23	AX	0,0104091	0,0101	4,16364E-06	8	2,6647296	2,5856	
	23	AX	24	AY	0,0101736	0,0101	4,06944E-06	9	3,2962464	3,2724	
	24	AY	25	DC	0,0123873	0,0101	9,90984E-06	10	4,95492	4,04	
	25	DC	26	DA	0,0151191	0,0101	1,20953E-05	11	7,3176444	4,8884	
	26	DA	27	DB	0,0084309	0,0101	6,74472E-06	12	4,8561984	5,8176	
	27	DB	SUB	SUB	0,0066555	0,00505	5,19129E-06	13	4,499118	3,4138	
Terceiro Agregado	28	AV	29	AZ	0,03797625	0,00296875	8,73454E-06	1	0,151905	0,011875	
	29	AZ	30	DF	0,0158436	0,00648	5,06995E-06	2	0,2534976	0,10368	
	30	DF	31	DG	0,0101736	0,0101	4,06944E-06	3	0,3662496	0,3636	
	32	DK	31	DG	0,04094025	0,00296875	9,41626E-06	1	0,163761	0,011875	
	31	DG	33	DH	0,0101736	0,0101	4,06944E-06	5	1,01736	1,01	
	33	DH	34	DI	0,0126228	0,0101	5,04912E-06	6	1,8176832	1,4544	
	34	DI	35	DD	0,0158256	0,0101	6,33024E-06	7	3,1018176	1,9796	
	40	DO	39	DN	0,055575	0,00296875	1,27823E-05	1	0,2223	0,011875	
	39	DN	38	DM	0,01386315	0,00648	4,43621E-06	2	0,2218104	0,10368	
	38	DM	37	DL	0,0153546	0,0101	6,14184E-06	3	0,5527656	0,3636	
	37	DL	36	DJ	0,014601	0,0101	5,8404E-06	4	0,934464	0,6464	
	36	DJ	35	DD	0,0143655	0,0101	5,7462E-06	5	1,43655	1,01	
	35	DD	41	DE	0,0123873	0,0101	4,95492E-06	13	8,3738148	6,8276	
	41	DE	SUB	SUB	0,0297585	0,0101	1,16058E-05	14	23,330664	7,9184	
Quarto Agregado	42	CM	43	CI	0,04094025	0,00296875	9,41626E-06	1	0,163761	0,011875	
	43	CI	44	CJ	0,0250425	0,0043875	6,76148E-06	2	0,40068	0,0702	
	44	CJ	45	CK	0,009891	0,0101	3,9564E-06	3	0,356076	0,3636	
	45	CK	46	CG	0,009891	0,0101	3,9564E-06	4	0,633024	0,6464	
	48	CE	47	CF	0,040014	0,00296875	9,20322E-06	1	0,160056	0,011875	
	47	CF	46	CG	0,02945475	0,0043875	7,95278E-06	2	0,471276	0,0702	
	46	CG	49	CD	0,0081954	0,0101	3,27816E-06	7	1,6062984	1,9796	
	51	CB	50	CC	0,04390425	0,00296875	1,0098E-05	1	0,175617	0,011875	
	50	CC	49	CD	0,02945475	0,0043875	7,95278E-06	2	0,471276	0,0702	
	49	CD	52	BI	0,0136119	0,0101	5,44476E-06	10	5,44476	4,04	
	53	CA	52	BI	0,05353725	0,00296875	1,23136E-05	11	25,912029	1,436875	
	52	BI	SUB	SUB	0,08434125	0,00505	6,57862E-05	12	48,58056	2,9088	
	Quinto Agregado	54	CN	55	CO	0,046683	0,00296875	1,07371E-05	1	0,186732	0,011875
55		CO	56	CL	0,0111627	0,0101	4,46508E-06	2	0,1786032	0,1616	
56		CL	57	CH	0,0123873	0,0101	4,95492E-06	3	0,4459428	0,3636	
57		CH	58	BM	0,0143655	0,0101	5,7462E-06	4	0,919392	0,6464	
59		BN	58	BM	0,05835375	0,00296875	1,34214E-05	1	0,233415	0,011875	
58		BM	60	BK	0,0118692	0,0101	4,74768E-06	6	1,7091648	1,4544	
60		BK	61	BJ	0,0118692	0,0101	4,74768E-06	7	2,3263632	1,9796	
62		BL	61	BJ	0,0700245	0,00296875	1,61056E-05	1	0,280098	0,011875	
61		BJ	63	BH	0,0210537	0,0101	8,42148E-06	9	6,8213988	3,2724	
63		BH	64	BG	0,0108801	0,0101	4,35204E-06	10	4,35204	4,04	
65		BF	64	BG	0,04094025	0,00296875	9,41626E-06	1	0,163761	0,011875	
64		BG	SUB	SUB	0,048195	0,0202	9,39803E-06	12	27,76032	11,6352	
Sexto Agregado		66	BE	67	BC	0,094941	0,00301625	2,18364E-05	1	0,379764	0,012065
	68	BD	67	BC	0,070281	0,00301625	1,61646E-05	1	0,281124	0,012065	
	67	BC	69	BA	0,04929	0,0043875	1,33083E-05	3	1,77444	0,15795	
	70	BB	69	BA	0,08723475	0,00301625	2,0064E-05	1	0,348939	0,012065	
69	BA	SUB	SUB	0,0301875	0,00648	0,00000966	5	3,01875	0,648		

A3 Dados de Simulação referentes a dia 21/03/2018

Diagrama de Carga Semanal

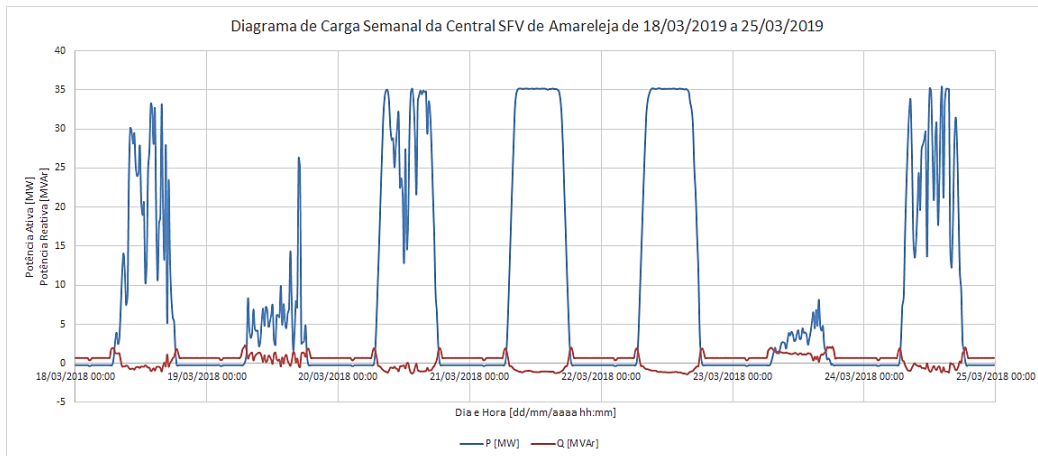


Diagrama de Carga Diário

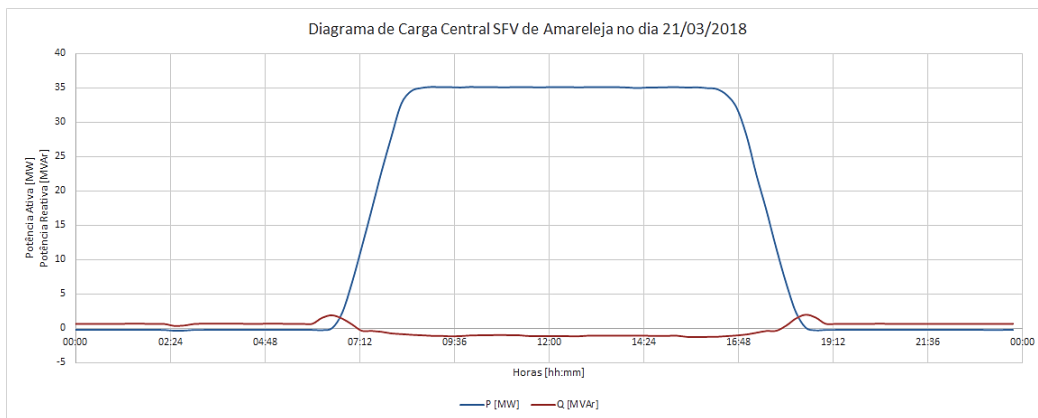


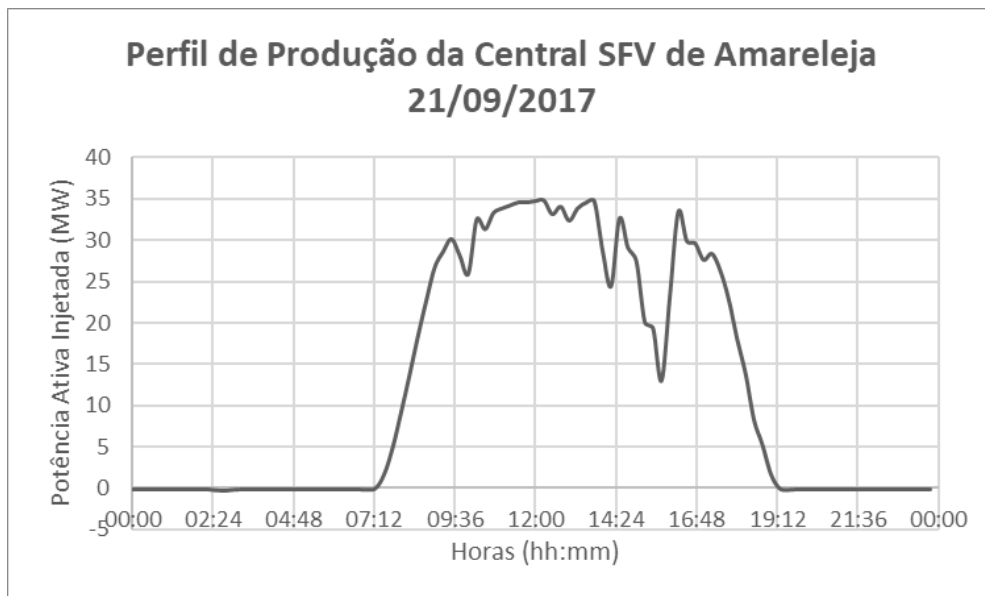
Tabela discriminada do KPI

Tabela que discrimina os KPI calculados para todos os modos de tensão em função da potência de curto circuito da rede elétrica equivalente no ponto de ligação no dia 21/03/2018.

Horas	Tensão tg fi 0 scc 250 (pu)	Tensão tg fi 0 scc 500 (pu)	Tensão tg fi 0 scc 3000 (pu)	Tensão tg fi 02 scc 250 (pu)	Tensão tg fi 02 scc 500 (pu)	Tensão tg fi 02 scc 3000 (pu)	Tensão tg fi 04 scc 250 (pu)	Tensão tg fi 04 scc 500 (pu)	Tensão tg fi 04 scc 3000 (pu)	Tensão Droop scc 250 (pu)	Tensão Droop scc 500 (pu)	Tensão Droop scc 3000 (pu)	Melhor Scc 250 MVA	Melhor Scc 500 MVA	Melhor Scc 3000 MVA
00:00	0,28201%	0,14142%	0,02339%	0,29557%	0,14820%	0,02452%	0,30914%	0,15499%	0,02564%	0,28202%	0,14142%	0,02339%	Tg Fi 0	Droop	Droop
00:15	0,27807%	0,13943%	0,02306%	0,29163%	0,14622%	0,02418%	0,30519%	0,15301%	0,02530%	0,27808%	0,13943%	0,02306%	Tg Fi 0	Droop	Droop
00:30	0,27807%	0,13943%	0,02306%	0,29163%	0,14622%	0,02418%	0,30519%	0,15301%	0,02530%	0,27808%	0,13943%	0,02306%	Tg Fi 0	Droop	Droop
00:45	0,28201%	0,14142%	0,02339%	0,29557%	0,14820%	0,02452%	0,30914%	0,15499%	0,02564%	0,28202%	0,14142%	0,02339%	Tg Fi 0	Droop	Droop
01:00	0,27807%	0,13943%	0,02306%	0,29163%	0,14622%	0,02418%	0,30519%	0,15301%	0,02530%	0,27808%	0,13943%	0,02306%	Tg Fi 0	Droop	Droop
01:15	0,28201%	0,14142%	0,02339%	0,29477%	0,14781%	0,02444%	0,30755%	0,15420%	0,02550%	0,28201%	0,14143%	0,02339%	Droop	Tg Fi 0	Droop
01:30	0,28201%	0,14142%	0,02339%	0,29557%	0,14820%	0,02452%	0,30914%	0,15499%	0,02564%	0,28202%	0,14142%	0,02339%	Tg Fi 0	Droop	Droop
01:45	0,28201%	0,14142%	0,02339%	0,29557%	0,14820%	0,02452%	0,30914%	0,15499%	0,02564%	0,28202%	0,14142%	0,02339%	Tg Fi 0	Droop	Droop
02:00	0,27807%	0,13943%	0,02306%	0,29082%	0,14582%	0,02411%	0,30360%	0,15222%	0,02517%	0,27807%	0,13944%	0,02306%	Droop	Tg Fi 0	Droop
02:15	0,27412%	0,13745%	0,02274%	0,28848%	0,14464%	0,02392%	0,30284%	0,15183%	0,02511%	0,27412%	0,13745%	0,02274%	Droop	Droop	Droop
02:30	0,16332%	0,08180%	0,01352%	0,18649%	0,09339%	0,01543%	0,20967%	0,10498%	0,01734%	0,16332%	0,08180%	0,01352%	Droop	Droop	Droop
02:45	0,18316%	0,09174%	0,01516%	0,20472%	0,10255%	0,01694%	0,22629%	0,11334%	0,01872%	0,18316%	0,09176%	0,01516%	Droop	Tg Fi 0	Droop
03:00	0,27412%	0,13745%	0,02274%	0,28768%	0,14423%	0,02386%	0,30125%	0,15102%	0,02498%	0,27413%	0,13745%	0,02274%	Tg Fi 0	Droop	Droop
03:15	0,28201%	0,14142%	0,02339%	0,29557%	0,14820%	0,02452%	0,30914%	0,15499%	0,02564%	0,28202%	0,14142%	0,02339%	Tg Fi 0	Droop	Droop
03:30	0,28201%	0,14142%	0,02339%	0,29477%	0,14781%	0,02444%	0,30755%	0,15420%	0,02550%	0,28201%	0,14143%	0,02339%	Tg Fi 0	Droop	Droop
03:45	0,28201%	0,14142%	0,02339%	0,29557%	0,14820%	0,02452%	0,30914%	0,15499%	0,02564%	0,28202%	0,14142%	0,02339%	Tg Fi 0	Droop	Droop
04:00	0,28201%	0,14142%	0,02339%	0,29557%	0,14820%	0,02452%	0,30914%	0,15499%	0,02564%	0,28202%	0,14142%	0,02339%	Tg Fi 0	Droop	Droop
04:15	0,28201%	0,14142%	0,02339%	0,29477%	0,14781%	0,02444%	0,30755%	0,15420%	0,02550%	0,28201%	0,14143%	0,02339%	Droop	Tg Fi 0	Droop
04:30	0,27807%	0,13943%	0,02306%	0,29163%	0,14622%	0,02418%	0,30519%	0,15301%	0,02530%	0,27808%	0,13943%	0,02306%	Tg Fi 0	Droop	Droop
04:45	0,28201%	0,14142%	0,02339%	0,29477%	0,14781%	0,02444%	0,30755%	0,15420%	0,02550%	0,28201%	0,14143%	0,02339%	Droop	Tg Fi 0	Droop
05:00	0,28201%	0,14142%	0,02339%	0,29557%	0,14820%	0,02452%	0,30914%	0,15499%	0,02564%	0,28202%	0,14142%	0,02339%	Tg Fi 0	Droop	Droop
05:15	0,28201%	0,14142%	0,02339%	0,29557%	0,14820%	0,02452%	0,30914%	0,15499%	0,02564%	0,28202%	0,14142%	0,02339%	Tg Fi 0	Droop	Droop
05:30	0,27807%	0,13943%	0,02306%	0,29163%	0,14622%	0,02418%	0,30519%	0,15301%	0,02530%	0,27808%	0,13943%	0,02306%	Tg Fi 0	Droop	Droop
05:45	0,28201%	0,14142%	0,02339%	0,29557%	0,14820%	0,02452%	0,30914%	0,15499%	0,02564%	0,28202%	0,14142%	0,02339%	Tg Fi 0	Droop	Droop
06:00	0,28201%	0,14142%	0,02339%	0,29557%	0,14820%	0,02452%	0,30914%	0,15499%	0,02564%	0,28202%	0,14142%	0,02339%	Tg Fi 0	Droop	Droop
06:15	0,63017%	0,31710%	0,05260%	0,64687%	0,32547%	0,05398%	0,66356%	0,33886%	0,05537%	0,63018%	0,31710%	0,05260%	Tg Fi 0	Droop	Droop
06:30	0,76550%	0,38573%	0,06407%	0,75756%	0,38174%	0,06340%	0,74964%	0,37778%	0,06275%	0,76551%	0,38573%	0,06407%	Tg Fi 0	Droop	Droop
06:45	0,58766%	0,29554%	0,04901%	0,40993%	0,20634%	0,03424%	0,52311%	0,11743%	0,01950%	0,58766%	0,29554%	0,04901%	Droop	Droop	Droop
07:00	0,25167%	0,12769%	0,02110%	0,27070%	0,13581%	0,02249%	0,78894%	0,39683%	0,06585%	0,25167%	0,12770%	0,02110%	Droop	Tg Fi 0	Droop
07:15	0,12153%	0,06035%	0,00992%	0,10663%	0,53213%	0,08780%	1,98766%	0,99606%	0,16497%	0,12154%	0,06035%	0,00992%	Tg Fi 0	Droop	Droop
07:30	0,13522%	0,06671%	0,01093%	1,52008%	0,75059%	0,12436%	2,85498%	1,42703%	0,23629%	0,13527%	0,06672%	0,01093%	Tg Fi 0	Tg Fi 0	Droop
07:45	0,18753%	0,09164%	0,01493%	2,03443%	1,00325%	0,16468%	3,79487%	1,88654%	0,31183%	0,18765%	0,09166%	0,01493%	Tg Fi 0	Tg Fi 0	Droop
08:00	0,29364%	0,14182%	0,02296%	2,58560%	1,26296%	0,20634%	4,74786%	2,34206%	0,38578%	0,29381%	0,14184%	0,02296%	Tg Fi 0	Tg Fi 0	Droop
08:15	0,34263%	0,16388%	0,02635%	3,06933%	1,48389%	0,24122%	5,58145%	2,74647%	0,45083%	0,34379%	0,16390%	0,02635%	Tg Fi 0	Tg Fi 0	Droop
08:30	0,39106%	0,18544%	0,02972%	3,29465%	1,58511%	0,25703%	5,95473%	2,92063%	0,47851%	0,39116%	0,18546%	0,02972%	Tg Fi 0	Tg Fi 0	Droop
08:45	0,42312%	0,20031%	0,03208%	3,37144%	1,61970%	0,26245%	6,06846%	2,97325%	0,48681%	0,42312%	0,20031%	0,03208%	Droop	Droop	Droop
09:00	0,45913%	0,21717%	0,03476%	3,42377%	1,64361%	0,26619%	6,13435%	3,00360%	0,49156%	0,45913%	0,21717%	0,03476%	Droop	Droop	Droop
09:15	0,46352%	0,21926%	0,03510%	3,42543%	1,64445%	0,26633%	6,13376%	3,00330%	0,49151%	0,46352%	0,21926%	0,03510%	Droop	Droop	Droop
09:30	0,49926%	0,23607%	0,03778%	3,46222%	1,66150%	0,26902%	6,17152%	3,02057%	0,49420%	0,49926%	0,23607%	0,03778%	Droop	Droop	Droop
09:45	0,48172%	0,22764%	0,03643%	3,43891%	1,65082%	0,26734%	6,14380%	3,00785%	0,49221%	0,48172%	0,22764%	0,03643%	Droop	Droop	Droop
10:00	0,43868%	0,20667%	0,03309%	3,40083%	1,63296%	0,26451%	6,11081%	2,99281%	0,48988%	0,43868%	0,20667%	0,03309%	Droop	Droop	Droop
10:15	0,42346%	0,20037%	0,03208%	3,38510%	1,62572%	0,26338%	6,09314%	2,98469%	0,48861%	0,42346%	0,20037%	0,03208%	Droop	Droop	Droop
10:30	0,41899%	0,19827%	0,03175%	3,38149%	1,62401%	0,26311%	6,09021%	2,98355%	0,48841%	0,41899%	0,19827%	0,03175%	Droop	Droop	Droop
10:45	0,40552%	0,19196%	0,03075%	3,36381%	1,61591%	0,26184%	6,06902%	2,97361%	0,48688%	0,40552%	0,19196%	0,03075%	Droop	Droop	Droop
11:00	0,41892%	0,19826%	0,03175%	3,37855%	1,62273%	0,26292%	6,08489%	2,98090%	0,48802%	0,41892%	0,19826%	0,03175%	Droop	Droop	Droop
11:15	0,42785%	0,20246%	0,03242%	3,38774%	1,62700%	0,26359%	6,09432%	2,98522%	0,48869%	0,42785%	0,20246%	0,03242%	Droop	Droop	Droop
11:30	0,47698%	0,22557%	0,03611%	3,44021%	1,65127%	0,26741%	6,14969%	3,01059%	0,49265%	0,47698%	0,22557%	0,03611%	Droop	Droop	Droop
11:45	0,47236%	0,22345%	0,03577%	3,43071%	1,64700%	0,26675%	6,13612%	3,00435%	0,49167%	0,47236%	0,22345%	0,03577%	Droop	Droop	Droop
12:00	0,48593%	0,22978%	0,03677%	3,44942%	1,65555%	0,26808%	6,15914%	3,01492%	0,49322%	0,48593%	0,22978%	0,03677%	Droop	Droop	Droop
12:15	0,48585%	0,22976%	0,03677%	3,44842%	1,65510%	0,26801%	6,15735%	3,01409%	0,49319%	0,48585%	0,22976%	0,03677%	Droop	Droop	Droop
12:30	0,48585%	0,22976%	0,03677%	3,44842%	1,65510%	0,26801%	6,15735%	3,01409%	0,49319%	0,48585%	0,22976%	0,03677%	Droop	Droop	Droop
12:45	0,49028%	0,23186%	0,03711%	3,45106%	1,65637%	0,26822%	6,15855%	3,01461%	0,49327%	0,49028%	0,23186%	0,03711%	Droop	Droop	Droop
13:00	0,44569%	0,21086%	0,03375%	3,40707%	1,63593%	0,26499%	6,11492%	2,99467%	0,49016%	0,44569%	0,21086%	0,03375%	Droop	Droop	Droop
13:15	0,45461%	0,21505%	0,03443%	3,41626%	1,64018%	0,26566%	6,12435%	2,99898%	0,49048%	0,45461%	0,21505%	0,03443%	Droop	Droop	Droop
13:30	0,45461%	0,21505%	0,03443%	3,41626%	1,64018%	0,26566%	6,12435%	2,99898%	0,49048%	0,45461%	0,21505%	0,03443%	Droop	Droop	Droop
13:45	0,45014%	0,21296%	0,03409%	3,41166%	1,63806%	0,26532%	6,11962%	2,99682%	0,49050%	0,45014%	0,21296%	0,03409%	Droop	Droop	Droop
14:00	0,44555%	0,21083%	0,03376%	3,40119%	1,63336%	0,26459%	6,10432%	2,98976%	0,48939%	0,44555%	0,21083%	0,03376%	Droop	Droop	Droop
14:15	0,44982%	0,21290%	0,03408%	3,39795%	1,63205%	0,26438%	6,09491%	2,98537%	0,48870%	0,44982%	0,21290%	0,03408%	Droop	Droop	Droop
14:30	0,45895%	0,21713%	0,03476%	3,41593%	1,64017%	0,26566%	6,12022%	2,99705%	0,49053%	0,45895%	0,21713%	0,03476%	Droop	Droop	Droop
14:45	0,46345%	0,21924%	0,03510%	3,42154%	1,64273%	0,26608%	6,12671%	3,00002%	0,49100%	0,46345%	0,21924%	0,03510%	Droop	Droop	Droop
15:00	0,46352%	0,21925%	0,03510%	3,42447%	1,64403%	0,26628%	6,13201%	3,00274%	0,49138%	0,46352%	0,21925%	0,03510%	Droop	Droop	Droop
15:15	0,45907%	0,21716%	0,03476%	3,42085%	1,64231%	0,26600%	6,12906%	3,00114%	0,49117%	0,45907%	0,21716%	0,03476%	Droop	Droop	Droop
15:30	0,53942%	0,25077%	0,04013%	3,48855%	1,67387%	0,27097%	6,19397%	3,03081%	0,49579%	0,53942%	0,25077%	0,04013%	Droop	Droop	Droop
15:45	0,54842%	0,25921%	0,04147%	3,50996%	1,68370%	0,27252%	6,21824%	3,04191%	0,49752%	0,54842%	0,25921%	0,04147%	Droop	Droop	Droop
16:00	0,53021%	0,25073%	0,04012%	3,48070%	1,67092%	0,27043%	6,17822%	3,02425%	0,49476%	0,53021%	0,25073%	0,04012%	Droop	Droop	Droop
16:15	0,52536%	0,24854%	0,03979%	3,46138%	1,66181%	0,26912%	6,14857%	3,00982%	0,49248%	0,52541%	0,24855%	0,03979%	Tg Fi 0	Tg Fi 0	Droop
16:30	0,47862%	0,22711%	0,03641%	3,33075%	1,60321%	0,25998%									

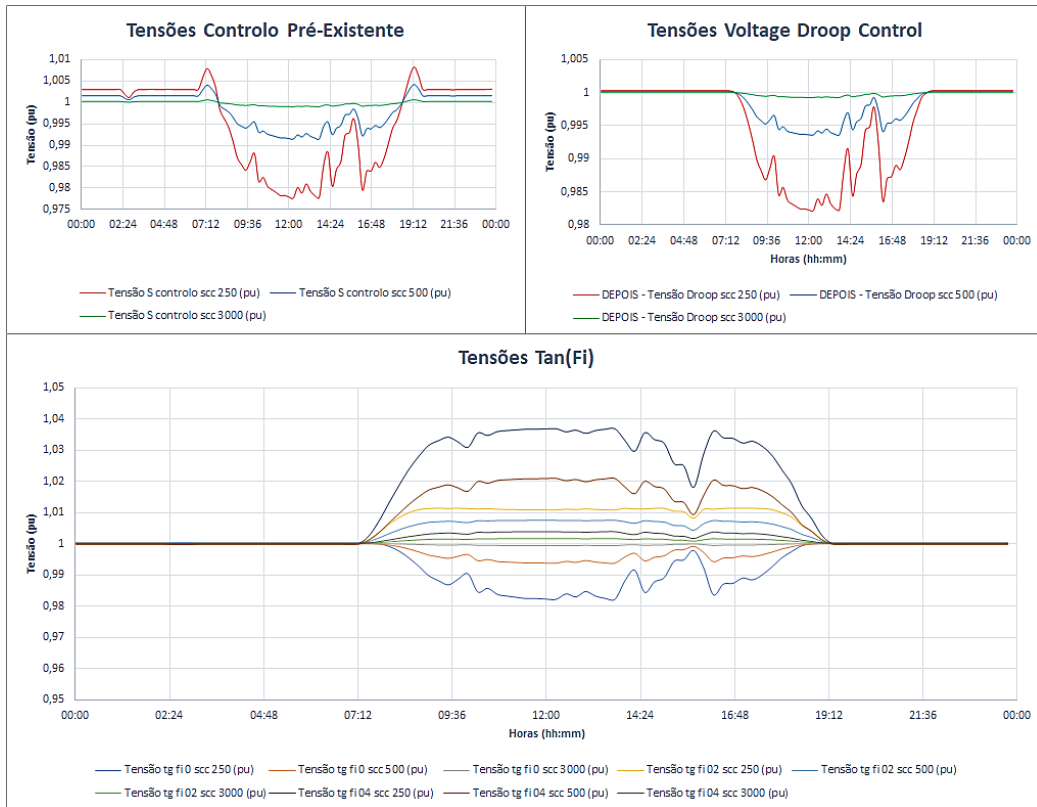
A4 Dados de Simulação referentes a dia 21/09/2017

Diagrama de carga diário



Perfil de tensões de diferentes modos de controlo

Perfil de tensões de diferentes modos de controlo em função da potência de curto circuito da rede elétrica no ponto de ligação. S controlo corresponde ao controlo pré existente.



Comparação de Perfil de tensões entre todos os modos de controlo. S controlo corresponde ao controlo pré existente.

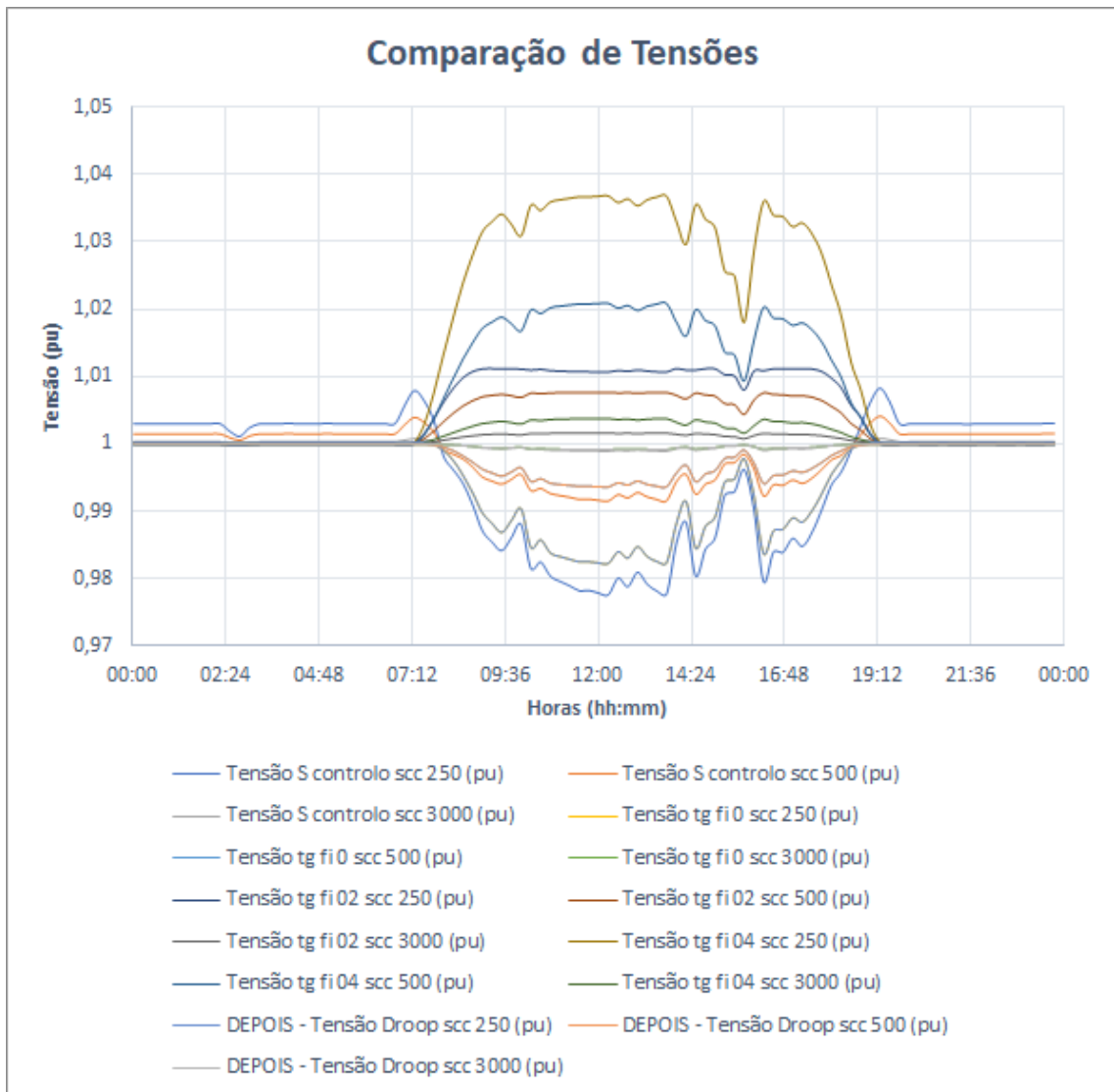
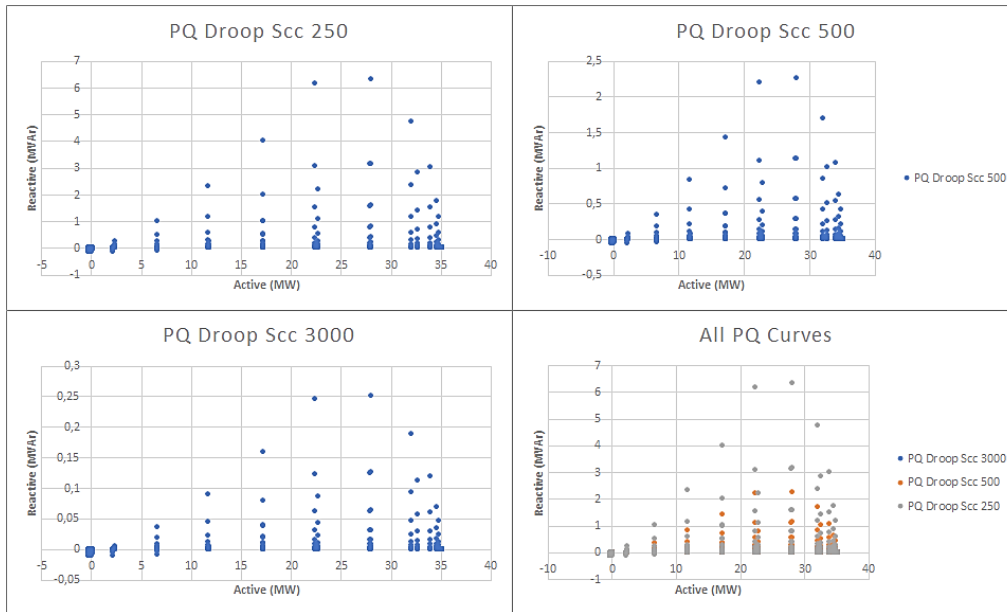
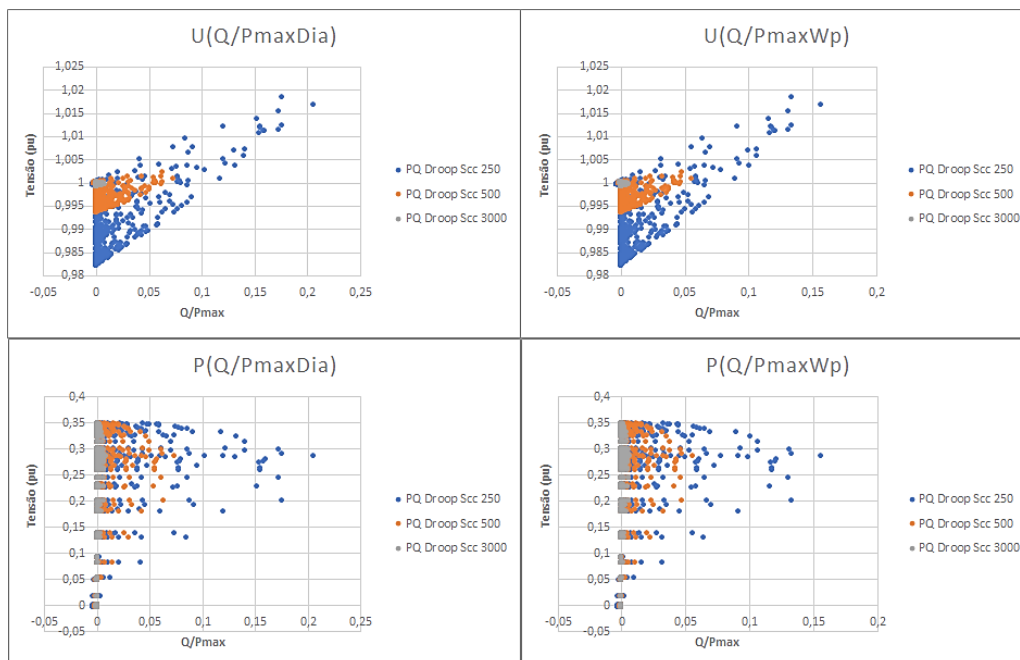


Diagrama P-Q da central SFV utilizando VDC



Cumprimento de regulações impostas pelo código europeu

Distribuição para confirmação do cumprimento das normas de mobilização de reativa para prestação de serviços de controlo de tensão.



A distribuição encontra-se dentro do envelope imposto pelo código Europeu.

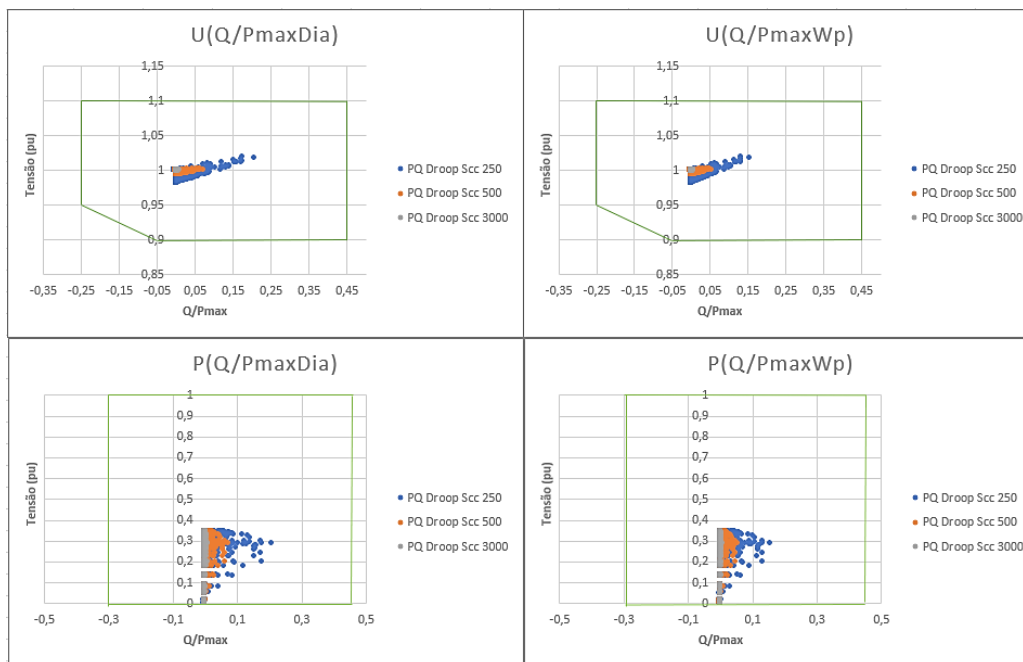


Tabela discriminada do KPI

Tabela que discrimina os KPI calculados para todos os modos de tensão em função da potência de curto circuito da rede elétrica equivalente no ponto de ligação no dia 21/09/2017.

Horas	Tensão tg fi 0 scc 250 (pu)	Tensão tg fi 0 scc 500 (pu)	Tensão tg fi 0 scc 3000 (pu)	Tensão tg fi 02 scc 250 (pu)	Tensão tg fi 02 scc 500 (pu)	Tensão tg fi 02 scc 3000 (pu)	Tensão tg fi 04 scc 250 (pu)	Tensão tg fi 04 scc 500 (pu)	Tensão tg fi 04 scc 3000 (pu)	Tensão Droop scc 250 (pu)	Tensão Droop scc 500 (pu)	Tensão Droop scc 3000 (pu)	Best Scc 250 MVA	Best Scc 500 MVA	Best Scc 3000 MVA
00:00	0,27412%	0,13745%	0,02274%	0,28768%	0,14423%	0,02386%	0,30125%	0,15102%	0,02498%	0,27413%	0,13745%	0,02274%	Tg Fi 0	Droop	Droop
00:15	0,27412%	0,13745%	0,02274%	0,28768%	0,14423%	0,02386%	0,30125%	0,15102%	0,02498%	0,27413%	0,13745%	0,02274%	Tg Fi 0	Droop	Droop
00:30	0,27412%	0,13745%	0,02274%	0,28768%	0,14423%	0,02386%	0,30125%	0,15102%	0,02498%	0,27413%	0,13745%	0,02274%	Tg Fi 0	Droop	Droop
00:45	0,27412%	0,13745%	0,02274%	0,28687%	0,14384%	0,02379%	0,29966%	0,15023%	0,02485%	0,27412%	0,13746%	0,02274%	Droop	Tg Fi 0	Droop
01:00	0,27412%	0,13745%	0,02274%	0,28768%	0,14423%	0,02386%	0,30125%	0,15102%	0,02498%	0,27413%	0,13745%	0,02274%	Tg Fi 0	Droop	Droop
01:15	0,27412%	0,13745%	0,02274%	0,28768%	0,14423%	0,02386%	0,30125%	0,15102%	0,02498%	0,27413%	0,13745%	0,02274%	Tg Fi 0	Droop	Droop
01:30	0,27412%	0,13745%	0,02274%	0,28768%	0,14423%	0,02386%	0,30125%	0,15102%	0,02498%	0,27413%	0,13745%	0,02274%	Tg Fi 0	Droop	Droop
01:45	0,27412%	0,13745%	0,02274%	0,28687%	0,14384%	0,02379%	0,29966%	0,15023%	0,02485%	0,27412%	0,13746%	0,02274%	Droop	Tg Fi 0	Droop
02:00	0,27412%	0,13745%	0,02274%	0,28768%	0,14423%	0,02386%	0,30125%	0,15102%	0,02498%	0,27413%	0,13745%	0,02274%	Tg Fi 0	Droop	Droop
02:15	0,27017%	0,13547%	0,02241%	0,28373%	0,14226%	0,02353%	0,29730%	0,14905%	0,02465%	0,27018%	0,13547%	0,02241%	Tg Fi 0	Droop	Droop
02:30	0,15539%	0,07782%	0,01286%	0,17856%	0,08941%	0,01477%	0,20174%	0,10101%	0,01669%	0,15539%	0,07782%	0,01286%	Droop	Droop	Droop
02:45	0,08780%	0,04394%	0,00726%	0,11497%	0,05753%	0,00951%	0,14217%	0,07114%	0,01175%	0,08780%	0,04394%	0,00726%	Droop	Droop	Droop
03:00	0,21484%	0,10766%	0,01779%	0,23320%	0,11685%	0,01931%	0,25158%	0,12605%	0,02083%	0,21484%	0,10766%	0,01779%	Droop	Droop	Droop
03:15	0,27017%	0,13547%	0,02241%	0,28373%	0,14226%	0,02353%	0,29730%	0,14905%	0,02465%	0,27018%	0,13547%	0,02241%	Tg Fi 0	Droop	Droop
03:30	0,27412%	0,13745%	0,02274%	0,28768%	0,14423%	0,02386%	0,30125%	0,15102%	0,02498%	0,27413%	0,13745%	0,02274%	Tg Fi 0	Droop	Droop
03:45	0,27412%	0,13745%	0,02274%	0,28768%	0,14423%	0,02386%	0,30125%	0,15102%	0,02498%	0,27413%	0,13745%	0,02274%	Tg Fi 0	Droop	Droop
04:00	0,27807%	0,13943%	0,02306%	0,29163%	0,14622%	0,02418%	0,30519%	0,15301%	0,02530%	0,27808%	0,13943%	0,02306%	Tg Fi 0	Droop	Droop
04:15	0,27412%	0,13745%	0,02274%	0,28687%	0,14384%	0,02379%	0,29966%	0,15023%	0,02485%	0,27412%	0,13746%	0,02274%	Droop	Tg Fi 0	Droop
04:30	0,27017%	0,13547%	0,02241%	0,28373%	0,14226%	0,02353%	0,29730%	0,14905%	0,02465%	0,27018%	0,13547%	0,02241%	Tg Fi 0	Droop	Droop
04:45	0,27412%	0,13745%	0,02274%	0,28768%	0,14423%	0,02386%	0,30125%	0,15102%	0,02498%	0,27413%	0,13745%	0,02274%	Tg Fi 0	Droop	Droop
05:00	0,27807%	0,13943%	0,02306%	0,29163%	0,14622%	0,02418%	0,30519%	0,15301%	0,02530%	0,27808%	0,13943%	0,02306%	Tg Fi 0	Droop	Droop
05:15	0,27412%	0,13745%	0,02274%	0,28687%	0,14384%	0,02379%	0,29966%	0,15023%	0,02485%	0,27412%	0,13746%	0,02274%	Droop	Tg Fi 0	Droop
05:30	0,27412%	0,13745%	0,02274%	0,28768%	0,14423%	0,02386%	0,30125%	0,15102%	0,02498%	0,27413%	0,13745%	0,02274%	Tg Fi 0	Droop	Droop
05:45	0,27412%	0,13745%	0,02274%	0,28687%	0,14384%	0,02379%	0,29966%	0,15023%	0,02485%	0,27412%	0,13746%	0,02274%	Droop	Tg Fi 0	Droop
06:00	0,27412%	0,13745%	0,02274%	0,28768%	0,14423%	0,02386%	0,30125%	0,15102%	0,02498%	0,27413%	0,13745%	0,02274%	Tg Fi 0	Droop	Droop
06:15	0,27412%	0,13745%	0,02274%	0,28768%	0,14423%	0,02386%	0,30125%	0,15102%	0,02498%	0,27413%	0,13745%	0,02274%	Tg Fi 0	Droop	Droop
06:30	0,27412%	0,13745%	0,02274%	0,28768%	0,14423%	0,02386%	0,30125%	0,15102%	0,02498%	0,27413%	0,13745%	0,02274%	Tg Fi 0	Droop	Droop
06:45	0,27412%	0,13745%	0,02274%	0,28768%	0,14423%	0,02386%	0,30125%	0,15102%	0,02498%	0,27413%	0,13745%	0,02274%	Tg Fi 0	Droop	Droop
07:00	0,54465%	0,27384%	0,04540%	0,56137%	0,28221%	0,04678%	0,57808%	0,29060%	0,04817%	0,54467%	0,27384%	0,04540%	Tg Fi 0	Droop	Droop
07:15	0,75780%	0,38180%	0,06341%	0,75780%	0,38180%	0,06341%	0,75780%	0,38180%	0,06341%	0,75780%	0,38180%	0,06341%	Droop	Droop	Droop
07:30	0,61089%	0,30731%	0,05097%	0,47566%	0,24040%	0,03990%	0,34474%	0,17366%	0,02883%	0,61090%	0,30731%	0,05097%	Tg Fi 0	Droop	Droop
07:45	0,35349%	0,17721%	0,02932%	0,03397%	0,01706%	0,00282%	0,41728%	0,20999%	0,03485%	0,35350%	0,17721%	0,02932%	Tg Fi 0	Droop	Droop
08:00	0,08465%	0,04215%	0,00694%	0,81076%	0,40517%	0,06689%	1,52528%	0,76350%	0,12642%	0,08466%	0,04215%	0,00694%	Tg Fi 0	Droop	Droop
08:15	0,13822%	0,06851%	0,01125%	1,22520%	0,61050%	0,10068%	2,28084%	1,14220%	0,18916%	0,13825%	0,06852%	0,01125%	Tg Fi 0	Tg Fi 0	Droop
08:30	0,11910%	0,05868%	0,00960%	1,58763%	0,78793%	0,12974%	3,00028%	1,49881%	0,24818%	0,11916%	0,05869%	0,00960%	Tg Fi 0	Tg Fi 0	Droop
08:45	0,17490%	0,08550%	0,01394%	2,00631%	0,98974%	0,16251%	3,75258%	1,86611%	0,30851%	0,17503%	0,08552%	0,01394%	Tg Fi 0	Tg Fi 0	Droop
09:00	0,26238%	0,12711%	0,02061%	2,44265%	1,19624%	0,19569%	4,50478%	2,22693%	0,36724%	0,26255%	0,12714%	0,02061%	Tg Fi 0	Tg Fi 0	Droop
09:15	0,27295%	0,13164%	0,02130%	2,62217%	1,27953%	0,20897%	4,83555%	2,38339%	0,39258%	0,27317%	0,13168%	0,02130%	Tg Fi 0	Tg Fi 0	Droop
09:30	0,26608%	0,12787%	0,02064%	2,75245%	1,33915%	0,21839%	5,08778%	2,50165%	0,41166%	0,26628%	0,12791%	0,02064%	Tg Fi 0	Tg Fi 0	Droop
09:45	0,25096%	0,12121%	0,01963%	2,52528%	1,24708%	0,20378%	4,72341%	2,33053%	0,38407%	0,25126%	0,12127%	0,01963%	Tg Fi 0	Tg Fi 0	Droop
10:00	0,22767%	0,11053%	0,01795%	2,34087%	1,14830%	0,18800%	4,34263%	2,14978%	0,35475%	0,22794%	0,11058%	0,01795%	Tg Fi 0	Tg Fi 0	Droop
10:15	0,30824%	0,14716%	0,02368%	3,01166%	1,45729%	0,23702%	5,50500%	2,71080%	0,44517%	0,30836%	0,14718%	0,02368%	Tg Fi 0	Tg Fi 0	Tg Fi 0
10:30	0,32396%	0,15511%	0,02500%	2,91822%	1,41550%	0,23048%	5,31969%	2,62329%	0,43115%	0,32424%	0,15516%	0,02500%	Tg Fi 0	Tg Fi 0	Droop
10:45	0,34012%	0,16197%	0,02603%	3,11700%	1,50509%	0,24453%	5,67184%	2,78889%	0,45761%	0,34028%	0,16200%	0,02603%	Tg Fi 0	Tg Fi 0	Droop
11:00	0,36309%	0,17261%	0,02771%	3,19217%	1,53909%	0,24985%	5,79052%	2,84427%	0,46639%	0,36326%	0,17264%	0,02771%	Tg Fi 0	Tg Fi 0	Droop
11:15	0,39028%	0,18530%	0,02971%	3,25595%	1,56801%	0,25438%	5,88473%	2,88805%	0,47332%	0,39044%	0,18531%	0,02971%	Tg Fi 0	Tg Fi 0	Tg Fi 0
11:30	0,42652%	0,20219%	0,03240%	3,32827%	1,60083%	0,25952%	5,98694%	2,93541%	0,48081%	0,42663%	0,20221%	0,03240%	Tg Fi 0	Tg Fi 0	Droop
11:45	0,42204%	0,20010%	0,03208%	3,32271%	1,59827%	0,25912%	5,98005%	2,93244%	0,48034%	0,42214%	0,20011%	0,03208%	Tg Fi 0	Tg Fi 0	Droop
12:00	0,44454%	0,21066%	0,03375%	3,36214%	1,61618%	0,26193%	6,03384%	2,95709%	0,48422%	0,44473%	0,21067%	0,03375%	Tg Fi 0	Tg Fi 0	Droop
12:15	0,46261%	0,21988%	0,03509%	3,38634%	1,62725%	0,26368%	6,06323%	2,97060%	0,48635%	0,46289%	0,21988%	0,03509%	Tg Fi 0	Tg Fi 0	Droop
12:30	0,38824%	0,18489%	0,02970%	3,15246%	1,52200%	0,24722%	5,69683%	2,80030%	0,45936%	0,38844%	0,18492%	0,02970%	Tg Fi 0	Tg Fi 0	Droop
12:45	0,42096%	0,19988%	0,03206%	3,27242%	1,57602%	0,25677%	5,88946%	2,89007%	0,47362%	0,42111%	0,19990%	0,03206%	Tg Fi 0	Tg Fi 0	Droop
13:00	0,37806%	0,18043%	0,02902%	3,07040%	1,48510%	0,24144%	5,55461%	2,73365%	0,44873%	0,37832%	0,18047%	0,02902%	Tg Fi 0	Tg Fi 0	Droop
13:15	0,40724%	0,19352%	0,03105%	3,23756%	1,56028%	0,25200%	5,83706%	2,86573%	0,46976%	0,40739%	0,19355%	0,03105%	Tg Fi 0	Tg Fi 0	Droop
13:30	0,43532%	0,20637%	0,03307%	3,32529%	1,60239%	0,25986%	5,98757%	2,93663%	0,48082%	0,43542%	0,20639%	0,03307%	Tg Fi 0	Tg Fi 0	Droop
13:45	0,46239%	0,21903%	0,03508%	3,37753%	1,62342%	0,26307%	6,04737%	2,96326%	0,48518%	0,46249%	0,21905%	0,03508%	Tg Fi 0	Tg Fi 0	Droop
14:00	0,29019%	0,13992%	0,02263%	2,64520%	1,29038%	0,21068%	4,86370%	2,39664%	0,39469%	0,29056%	0,13999%	0,02263%	Tg Fi 0	Tg Fi 0	Droop
14:15	0,30673%	0,14925%	0,02425%	2,29179%	1,12609%	0,18466%	4,17786%	2,07063%	0,34172%	0,30703%	0,14930%	0,02426%	Tg Fi 0	Tg Fi 0	Tg Fi 0
14:30	0,40931%	0,19513%	0,03136%	3,12751%	1,51136%	0,24559%	5,63349%	2,77048%	0,45458%	0,40942%	0,19515%	0,03136%	Tg Fi 0	Tg Fi 0	Droop
14:45	0,33809%	0,16277%	0,02631%	2,73176%	1,33088%	0,21714%	4,98478%	2,45350%	0,40380%	0,33843%	0,16283%	0,02631%	Tg Fi 0	Tg Fi 0	Droop
15:00	0,30591%	0,14789%	0,02395%	2,55396%	1,24850%	0,20404%	4,67692%	2,30849%	0,38040%	0,30618%	0,14793%	0,02395%	Tg Fi 0	Tg Fi 0	Droop
15:15	0,19429%	0,09540%	0,01557%	1,81330%	0,89739%	0,14754%	3,36498%	1,67728%	0,27746%	0,19461%	0,09546%	0,01557%	Tg Fi 0	Tg Fi 0	Droop
15:30	0,18972%	0,09327%	0,01525%	1,74126%	0,86260%	0,14189%	3,23071%	1,61155%	0,26664%	0,18988%	0,09329%	0,01525%	Tg Fi 0	Tg Fi 0	Droop
15:45	0,15843%	0,07856%	0,01290%	1,19315%	0,59468%	0,09805%	2,19939%	1,10143%	0,18236%	0,15858%	0,07859%	0,01290%	Tg Fi 0	Tg Fi 0	Tg Fi 0
16:00	0,20038%	0,09782%	0,01593%	2,08239%	1,02614%	0,16837%	3,87480%	1,92514%	0,31812%	0,20044%	0,09783%	0,01593%	Tg Fi 0	Tg Fi 0	Droop
16:15	0,14084%	0,09544%	0,03138%	3,20277%	1,54492%	0,25082%	5,70355%	2,83455%							

Resultados e conclusão utilizando KPI

Resultados da comparação entre modos de controlo de tensão em função da potência de curto circuito da rede elétrica no ponto de ligação.

Modos de Controlo em função da potencia curto circuito	Média Tensões (pu)	KPI	Classificação (Menor é Melhor)
Tensão S Controlo média 3000	0,9998		
Tensão Droop média 3000	0,9998	0,003934%	Melhor
Tensão Tg Fi 0 média 3000	0,9998	0,003935%	Pior
Tensão Tg Fi 02 média 3000	1,0006	0,076060%	Pior
Tensão Tg Fi 04 média 3000	1,0014	0,154312%	Pior
Tensão S Controlo média 500	0,9985		
Tensão Droop média 500	0,9982	0,022675%	Melhor
Tensão Tg Fi 0 média 500	0,9982	0,022688%	Pior
Tensão Tg Fi 02 média 500	1,0031	0,465355%	Pior
Tensão Tg Fi 04 média 500	1,0078	0,934434%	Pior
Tensão S Controlo média 250	0,9954		
Tensão Droop média 250	0,9950	0,041234%	Melhor
Tensão Tg Fi 0 média 250	0,9950	0,041310%	Pior
Tensão Tg Fi 02 média 250	1,0049	0,953215%	Pior
Tensão Tg Fi 04 média 250	1,0141	1,882596%	Pior